

天湾区块地面工程建设项目

# 环境影响报告书

(送审版)

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司

编制时间：二〇二三年四月





## 目 录

<b>1 概述</b>	<b>1</b>
1.1 项目背景	1
1.2 建设项目主要特点	1
1.3 环境影响评价过程	2
1.4 分析判定相关情况	3
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	4
1.6 报告书主要结论	5
<b>2 总则</b>	<b>6</b>
2.1 编制依据	6
2.2 评价目的与原则	11
2.3 评价时段	12
2.4 评价因子与标准	12
2.5 评价等级与评价范围	17
2.6 环境保护目标	23
2.7 评价内容与重点	24
2.8 环境功能区划	25
2.9 相关规划及政策符合性分析	25
<b>3 勘探开发历程</b>	<b>43</b>
3.1 区域位置	43
3.2 油气资源概况	43
3.3 勘探期环境影响回顾	45
<b>4 建设项目工程分析</b>	<b>47</b>
4.1 建设项目概况	47
4.2 一期建设内容	48
4.3 二期建设内容	66

4.4	总体工艺流程.....	67
4.5	产能方案及产品方案.....	67
4.6	环境影响因素识别及污染源分析.....	68
4.7	总量控制指标.....	78
4.8	清洁生产分析.....	79
<b>5</b>	<b>环境质量现状调查与评价.....</b>	<b>85</b>
5.1	自然环境现状调查与评价.....	85
5.2	环境保护目标调查.....	87
5.3	环境质量现状调查与评价.....	89
<b>6</b>	<b>环境影响预测与评价.....</b>	<b>105</b>
6.1	施工期环境影响预测与评价.....	105
6.2	运营期环境影响预测与评价.....	110
6.3	退役期影响分析.....	123
6.4	环境风险分析.....	124
<b>7</b>	<b>环境保护措施论证分析.....</b>	<b>129</b>
7.1	施工期环境保护措施.....	129
7.2	运营期环境保护措施.....	133
7.3	退役期环境保护措施.....	138
7.4	环境风险防范措施及应急要求.....	140
7.5	环境风险简单分析一览表.....	143
7.6	环保投资分析.....	143
7.7	依托可行性分析.....	144
<b>8</b>	<b>环境管理与监测计划.....</b>	<b>148</b>
8.1	环境管理机构.....	148
8.2	生产区环境管理.....	148
8.3	污染物排放的管理要求.....	153

8.4 企业环境信息公开.....	155
8.5 环境监测与监管.....	155
<b>9 环境影响经济损益分析.....</b>	<b>159</b>
9.1 环境效益分析.....	159
9.2 社会效益分析.....	159
9.3 环境经济损益分析结论.....	159
<b>10 结论与建议 .....</b>	<b>161</b>
10.1 建设项目概况.....	161
10.2 环境质量现状结论.....	161
10.3 污染物排放情况结论.....	162
10.4 环境保护措施.....	164
10.5 公众意见采纳情况.....	165
10.6 经济损益性分析.....	165
10.7 环境管理与监测计划.....	165
10.8 总结论.....	165

# 1 概述

## 1.1 项目背景

准噶尔盆地南缘始终是北疆油气勘探的重点领域，近年来，中国石油新疆油田分公司相继在乌苏市、呼图壁县等地发现高产井，其中位于乌苏市的高探 1 井 2019 年 01 月 06 日试油当日即获日产气  $32.17 \times 10^4 \text{m}^3$ ，产油  $1213 \text{m}^3$ ，创下陆上碎屑岩单井油气产量新高。高探 1 井的重大突破，是准噶尔盆地油气勘探史上的重要里程碑，证实了准噶尔盆地南缘冲断带油气富集，勘探潜力巨大，对全面加快整个南缘地区规模勘探进程意义重大。2020 年 12 月 15 日，位于呼图壁县的呼探 1 井在白垩系清水河组试气并发现高产工业气流，当天产出天然气  $61.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ，再次证明了南缘冲断带油气开采潜力，12 月 19 日，准噶尔盆地南缘中段天然气勘探获得重大突破的消息相继被央视新闻频道、人民网等多家官方媒体报道。2022 年 06 月 13 日，位于玛纳斯县境内的天湾 1 井在清水河组试气，实测油压 170.52MPa，创下中石油油压最高记录，日产气最高达  $75.82 \times 10^4 \text{m}^3$ ，再次刷新了南缘冲断带日产气量的记录。

实践证明，准噶尔盆地南缘具有建成天山北坡万亿方大气区的潜力。大力发展石油石化产业是自治区“十四五”时期的重要决策，为响应该决策，进一步保障国家能源安全，新疆油田分公司决定对天湾区块实施产能开发，为北疆地区用气安全提供更有力的保障，部署含天湾 1 井在内的 3 口生产井，新建天然气产能  $4.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，新建露点控制站 1 座、单井采气管线 3 条、天然气集输管线 1 条、收球筒 1 座，配套建设给排水、供电、道路、消防等公辅工程。

## 1.2 建设项目主要特点

天湾区块共部署 3 口采气井，建设内容包括井场、天然气露点控制站、单井采气管线、天然气集输管线等全套地面设施，有着从天然气开采→集输→处理→外输的全套生产流程，是一个完整的小型油气开采区块。项目施工期对生态环境的影响经采取相应措施后是可接受的，运营期天然气采用管道密闭集输，高效、安全，VOCs 排放水平和环境风险均较低，天湾区块的开发将提高南缘地区整体油气开发效

益，将进一步推进区域清洁能源普及、煤炭的替代，带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的经济效益、社会效益和环境效益。

### 1.3 环境影响评价过程

天湾区块为天然气开采新区块，本次建设内容涉及天然气开采和天然气管道运输两个行业类别。项目计划分两期建设，一期建设 1 口产能井——天湾 1 井，井口采出气管输进新建露点控制站，处理后的干气外输，新建输气管道终点 T 接至玛河气田处理站外输气管道上，与玛河气田处理站一同外输经 704 站进克-乌输气管线；二期建设天湾 2 井、清北 1 井 2 口产能井，露点控制站停用，输气管道改为内部集气管线使用（对管线终点进行改造，天然气改为接入玛河气田处理站），3 口井采出气经单井采气管线直接进集输管线高压输送至玛河气田处理站，依托站内处理设施，最终经 704 站进克-乌输气管线。

考虑到露点控制站至玛河气田处理站之间管线的最终使用功能，结合两个行业类别的环境影响特征，本次按照天然气开采类别进行评价。

天湾区块属于天然气开采新区块，一期集输管线作为成品气输气管道使用，涉及陆上天然气开采和天然气管线两个类别；二期天湾区块到玛河气田处理站之间集输管线作为气田内部集输管线使用，仅涉及陆上天然气开采类别。评价范围内涉及的环境敏感区为自治区级水土流失重点治理区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，“五、石油和天然气开采业—8、陆地天然气开采—新区块开发”，应编制环境影响报告书；“五十二、交通运输业、管道运输业—147、天然气管线—其他”，应编制环境影响报告表；综合判定，本项目应编制环境影响报告书。

中国石油新疆油田分公司开发公司于 2022 年 9 月委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司承担本项目的环境影响评价工作（附件 1）。环评单位接受委托后收集了有关资料，并按照环境影响评价技术导则的要求编制完成本项目环境影响报告书，报告书经生态环境部门审批后将作为项目建设、运营过程中环境管理的技术依据。环境影响评价工作程序见图 1.3-1。



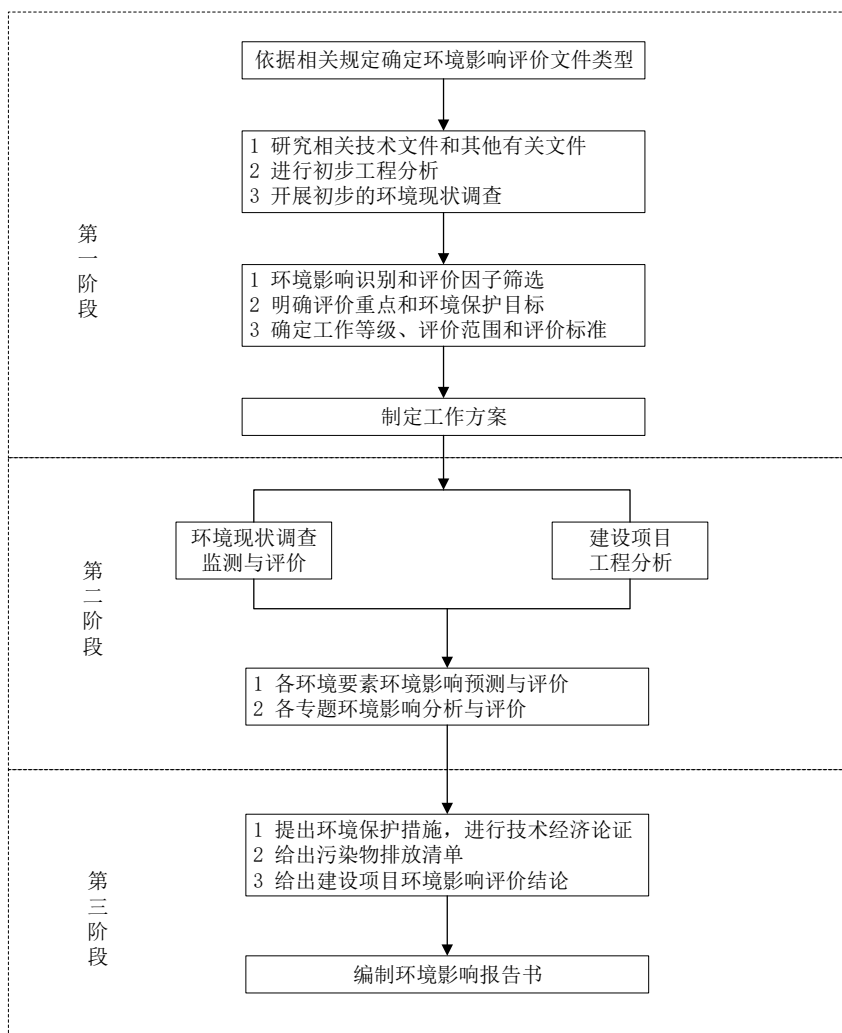


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

## 1.4 分析判定相关情况

### 1.5.1 产业政策相符性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》，本项目属于“常规石油、天然气勘探与开采”及“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，均属鼓励类项目，符合国家产业政策。

### 1.5.2 选址选线合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求。根据调查结果，评价范围内除涉及自治区级水土流失重点治理区之外，无其他环境敏感区分布。

集输管线选线提出了三种选线方案，方案一沿线地势起伏不大，施工条件较好，但需穿越玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区，不具备环境可行性；方案二，避开了玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区和部分永久基本农田，但是需穿越玛纳斯石灰窑子水源地，也不具备环境可行性。方案三避让了永久基本农田、玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区管线和玛纳斯石灰窑子水源地，部分管段需穿越山地，施工难度有所增大，但仍具有施工可行性，通过加强施工设计，施工期严格落实各项保护措施，尤其是穿越玛纳斯河的水工保护措施，施工结束后及时进行恢复，经采取上述措施后，该方案具备环境可行性。

综合考虑，方案三避开了众多环境敏感区，具备环境可行性，项目区涉及自治区级水土流失重点治理区，报告提出了严格的水土流失防治措施。在切实落实报告提出的环保措施、按规定办理征地手续和穿越河道施工许可的前提下，项目选址选线合理。

## 1.5 关注的主要环境问题及环境影响

项目环境影响主要来源于地面工程建设、采气、井下作业、天然气集输处理和外输等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即因项目占地、施工作业地表扰动等产生的生态影响与污染物排放导致的环境污染影响并存。项目所在玛纳斯县属于“乌-昌-石”片区，为大气污染同防同治区域，大气污染物需执行特别排放标准。根据调查结果，项目涉及自治区级水土流失重点治理区，除此之外评价范围内没有其他环境敏感区。

本次评价针对项目产生的废气、废水、噪声的达标排放情况，固体废物的妥善处置情况、提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低以及可能发生的风险事故进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水、噪声、固体废物以及施工临时占地带来的生态影响、管线穿越玛纳斯河对河道的影响；运营期天然气集输和处理过程中产生的挥发性有机废气、井下作业废水、含油污泥、废脱汞剂、废防渗材料、清管废渣和生活垃圾，以及事故状态下落地油对环境的影响分析。

综上所述，本项目环境影响评价以工程分析、大气、地下水、土壤、生态环境影响分析与评价、拟采取的环境保护措施及环境风险防范措施分析作为本次评价的重点。

## 1.6 报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策；运营期废气、噪声能实现达标排放，废水“零”排放，固体废物实现无害化处置；项目建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。从环境保护角度论证项目建设可行。

## 2 总则

### 2.1 编制依据

#### 2.1.1 国家环保法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 01 月 01 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 01 月 01 日；
- (5) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 01 月 01 日；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），2020 年 09 月 01 日；
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 年修订），2020 年 01 月 01 日；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2021 年修订），2021 年 09 月 21 日；
- (10) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018 年修订），2018 年 10 月 26 日；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日；
- (12) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2018 年 10 月 26 日；
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》（2010 年修订），2011 年 03 月 01 日；
- (14) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011 年修订），2011 年 01 月 08 日；
- (15) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订），2012 年 07 月 01 日；
- (16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010 年 10 月 01 日；
- (17) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年修订），2017 年 10 月 07 日；
- (18) 《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 01 日；

(19) 《排污许可管理条例》，2021 年 03 月 01 日。

## 2.1.2 环境保护规章

(1) 《排污许可管理办法（试行）》（2019 年修订），生态环境部部令第 7 号（6），2018 年 01 月 10 日；

(2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，生态环境部令第 16 号，2021 年 01 月 01 日；

(3) 《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号，2019 年 01 月 01 日；

(4) 《国家危险废物名录（2021 年版）》，环保部令第 15 号，2021 年 01 月 01 日；

(5) 《产业结构调整指导目录（2019 本）》（2021 年修改），国家发展和改革委员会令第 29 号，2021 年 12 月 30 日；

(6) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012 年第 18 号，2012 年 03 月 07 日；

(7) 《水污染防治行动计划》，国发〔2015〕17 号，2015 年 04 月 02 日；

(8) 《土壤污染防治行动计划》，国发〔2015〕31 号，2016 年 05 月 28 日；

(9) 《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》，自然资规〔2019〕1 号，2019 年 01 月 03 日；

(10) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》，环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日；

(11) 《国家重点保护野生植物名录》，国家林业和草原局、农业农村部公告，2021 年第 15 号，2021 年 09 月 07 日；

(12) 《关于印发〈2020 年挥发性有机物治理攻坚方案〉的通知》（环大气〔2020〕33 号），2020 年 06 月 23 日；

(13) 《关于印发〈重点行业挥发性有机物综合治理方案〉的通知》（环大气〔2019〕53 号），2019 年 06 月 26 日；

(14) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号），2017 年 11 月 15 日；

(15) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 第 43 号), 2017 年 10 月 01 日;

(16) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150 号), 2016 年 10 月 26 日

(17) 《国家重点保护野生动物名录》, 国家林业和草原局、农业农村部公告, 2021 年第 3 号, 2021 年 02 月 01 日;

(18) 《危险废物转移管理办法》(生态环境部、公安部、交通运输部 部令第 23 号), 2022 年 01 月 01 日;

(19) 《企业环境信息依法披露管理办法》(生态环境部部令 第 24 号), 2022 年 02 月 08 日;

(20) 《关于印发〈企业环境信息依法披露格式准则〉的通知》(环办综合〔2021〕32 号), 2022 年 02 月 08 日;

(21) 《关于发布〈一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)〉的公告》(生态环境部公告 2021 年第 82 号), 2021 年 12 月 31 日;

(22) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》, 生态环境部公告, 2021 年第 74 号, 2021 年 12 月 22 日。

### 2.1.3 地方环保法律

(1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》(2018 年修改), 2018 年 09 月 21 日;

(2) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》, 2019 年 01 月 01 日;

(3) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》, 2018 年 09 月 21 日。

### 2.1.4 地方环境保护相关文件

(1) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》, 2010 年 05 月 01 日;

(2) 《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》, 2022 年 11 月 01 日;

(3) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》, 2021 年 12 月 24 日;

- (4) 《新疆生态功能区划》，2005 年 07 月 14 日；
- (5) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002 年 12 月；
- (6) 《转发〈关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知〉的通知》，2020 年 07 月 30 日；
- (7) 《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号），2020 年 09 月 04 日；
- (8) 《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18 号），2021 年 02 月 22 日；
- (9) 关于《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的公告（昌州政办发〔2021〕41 号），2021 年 06 月 30 日；
- (10) 关于印发《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（塔行发〔2021〕48 号），2021 年 06 月 26 日；
- (11) 关于印发《第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案》的通知（师市发〔2021〕24 号），2021 年 06 月 23 日；
- (12) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021 年 02 月 05 日；
- (13) 《玛纳斯县国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，2021 年 11 月 24 日；
- (14) 《新疆维吾尔自治区国家重点保护野生动物名录（修订）》，2022 年 09 月 21 日；
- (15) 《新疆国家重点保护野生植物名录》，2022 年 03 月 08 日；
- (16) 《新疆生态环境保护“十四五”规划》，2021 年 12 月 24 日；
- (17) 《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》，2022 年 01 月 28 日；
- (18) 《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》，2021 年 11 月；
- (19) 《关于加强乌鲁木齐、昌吉、石河子、五家渠区域环境同防同治的意见》（新政发〔2016〕140 号），2016 年 12 月 30 日；
- (20) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017），2017 年 05 月 30 日；

(21) 《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号), 2018年12月20日;

(22) 《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划(2021-2030年)》, 2021年07月。

### 2.1.5 环评有关技术规定

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016), 2017年01月01日;

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 2018年12月01日;

(3) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021), 2022年07月01日;

(4) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018), 2019年7月1日;

(5) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022), 2022年07月01日;

(6) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018), 2019年03月01日;

(7) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 2016年01月07日;

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 2019年03月01日;

(9) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017年06月01日;

(10) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采业》(HJ1248-2022), 2022年07月01日;

(11) 《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》(公告2021年第24号), 2021年06月09日;

(12) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 2009年02月;

(13) 《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》, 环办〔2015〕104号, 2015年11月17日;

(14) 《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》(HJ982-2018), 2019年01月01日;

(15) 《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017), 2017年08月22日;



(16) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)，2018年10月01日。

### 2.1.6 相关文件和技术资料

(1) 《天湾区块地面工程建设项目环评委托书》，中国石油新疆油田分公司开发公司，2022年09月23日；

(2) 《天湾区块地面工程框架方案》，中油(新疆)石油工程有限公司，2022年09月。

## 2.2 评价目的与原则

### 2.2.1 评价目的

(1) 通过调查和现状监测，了解建设项目所在地的自然环境、生态环境、自然资源及区域规划、产业政策情况，掌握项目所在区域的环境质量及生态现状。

(2) 通过工程分析，明确本项目施工期和运营期主要污染源、污染物种类、源强、排放强度、排放方式及排放去向，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并对污染物达标排放进行分析。

(3) 提出预防或者减轻不良环境影响的对策和措施，并论述拟采取的环境保护措施可行性和合理性。

(4) 分析本项目可能存在的事故隐患，预测风险事故可能产生的环境影响程度，提出环境风险防范措施。

(5) 通过上述评价，论证项目对环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为生态环境主管部门提供决策依据。

### 2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

#### (1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

## 2.3 评价时段

根据项目的建设规模和性质，确定本项目的评价时段为施工期、运营期和退役期，其中以施工期和运营期为主。

## 2.4 评价因子与标准

### 2.4.1 评价因子

本项目的环境影响因素包括：

施工期——对环境的影响主要来自施工扬尘、施工机械及车辆尾气、管道试压废水、噪声、生活污水、生活垃圾及建筑垃圾等及工程占地对生态环境的影响；

运营期——对环境的影响主要来自油气无组织挥发废气、生产废水、生活污水、噪声、清管废渣、含油污泥、废脱汞剂、废机油、废防渗材料和生活垃圾等，各要素的影响程度见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素识别一览表

环境要素	影响因子	施工期					运营期					退役期		
		生态	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险事故	废气	噪声	固废
		占地	施工机械及车辆尾气、扬尘	管道试压废水	建筑垃圾	施工车辆、施工设备	挥发性有机物	压裂返排液、洗井废液、含油废水、生活污水	生活垃圾、清管废渣、含油污泥、废脱汞剂、废机油、废防渗材料、事故状态落地油	井下作业、场站机泵、运输车辆	管线泄漏、储罐泄漏、井壁破裂	施工扬尘、汽车尾气	施工车辆及机械	拆卸后的建筑垃圾、废弃管线
环境空气		0	+	0	0	0	++	0	0	0	+	+	0	0
地下水		0	0	0	0	0	0	0	0	++	0	0	0	0
声环境		0	0	0	0	+	0	0	0	++	+	0	+	0
土壤		++	0	0	+	0	0	0	0	++	+	0	+	+
植被		+	+	0	+	0	+	0	0	++	+	0	+	+
动物		+	+	0	+	+	+	0	0	+	+	+	+	+

注：0：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据项目环境影响因素和特征污染因子识别结果, 结合本区环境质量状况, 筛选评价因子见表 2.4-2。

表 2.4-2 环境影响评价因子筛选一览表

环境要素	项目	评价因子
地下水	现状评价	pH、总硬度、溶解性总固体、石油类、耗氧量、氨氮、氰化物、氯化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、汞、镉、六价铬
地下水	影响分析	石油类
环境空气	现状评价	PM <sub>2.5</sub> 、PM <sub>10</sub> 、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、CO、O <sub>3</sub> 、NMHC
	影响分析	NMHC
	总量控制因子	/
声环境	现状评价	等效连续 A 声级
	影响评价	等效连续 A 声级
土壤环境	现状评价	GB36600-2018 表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃、GB15618-2018 表 1 标准限值
	影响评价	石油烃
生态环境	现状评价	评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观、水土流失现状
	影响评价	因项目建设可能对评价区域植被、野生动物、土壤、生态景观和水土流失造成的影响
环境风险	影响分析	天然气、凝析油、CO

## 2.4.2 评价标准

### (1) 环境质量标准

#### ①环境空气

环境空气质量评价中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、CO、O<sub>3</sub> 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级浓度限值; 非甲烷总烃参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 执行, 各标准取值见表 2.4-3。

表 2.4-3 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
1	SO <sub>2</sub>	年平均	60	μg/m <sup>3</sup>	GB3095-2012 二级
		1 小时平均	500		
2	NO <sub>2</sub>	年平均	40		
		1 小时平均	200		
3	PM <sub>10</sub>	年平均	70		
		24 小时平均	150		
4	PM <sub>2.5</sub>	年平均	35		
		24 小时平均	75		

续表 2.4-3 环境空气质量标准一览表

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	单位	标准来源
5	O <sub>3</sub>	日最大 8 小时平均	160		GB3095-2012 二级
6	CO	24 小时平均	4	mg/m <sup>3</sup>	
7	NMHC	一次浓度限值	2.0	mg/m <sup>3</sup>	《大气污染物综合排放标准》详解》

## ②水环境

运营期无废水外排，生产废水及生活污水均依托处理，不与玛纳斯河发生水力联系；施工期集输管线需临时穿越玛纳斯河，不在河道建设永久构筑物；玛纳斯河为季节性河流，流量受季节影响较大，集输管线计划在枯水期施工，穿越采用大开发方式施工，施工时建设围堰、导流渠，并与上下游水电站协作调配水量，施工期预计 20 天；施工结束后即恢复河道，做好护岸，恢复原有地貌；因此，项目施工对河流水质的影响主要是施工扰动导致悬浮物增加，围堰和导流渠会暂时改变河流水文情势，但其影响时间段，影响不大，施工结束后可恢复。综合判定本项目地表水评价等级确定为三级 B，不开展地表水环境质量现状评价。

区域地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14843-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 单位：mg/L，pH 无量纲

序号	监测项目	标准值 (III类)	序号	监测项目	标准值 (III类)
1	pH 值	6.5~8.5	8	硫酸盐	≤250
2	总硬度	≤450	9	氰化物	≤0.05
3	溶解性总固体	≤1000	10	六价铬	≤0.05
4	耗氧量	≤3	11	镉	≤0.005
5	氨氮	≤0.5	12	汞	≤0.001
6	硝酸盐	≤20	13	石油类	≤0.05
7	亚硝酸盐	≤1	14	氯化物	≤250

## ③声环境

声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类限值，具体详见表 2.4-5。

表 2.4-5 声环境质量评价标准一览表

评价因子	标准值 [dB(A)]		标准来源
	昼间 60	夜间 50	
等效连续 A 声级			GB3096-2008 2 类

## ④土壤环境

天湾区块占地范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，标准限值见表2.4-6。

占地范围外土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表1筛选值要求，标准值详见表2.4-7。

表 2.4-6 建设用地土壤环境质量评价标准 [单位：mg/kg, pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）					
1	砷	60	5	铅	800
2	镉	65	6	汞	38
3	铬（六价）	5.7	7	镍	900
4	铜	18000	/	/	/
基本项目（挥发性有机物）					
8	四氯化碳	2.8	22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
9	氯仿	0.9	23	三氯乙烯	2.8
10	氯甲烷	37	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
11	1,1-二氯乙烷	9	25	氯乙烯	0.43
12	1,2-二氯乙烷	5	26	苯	4
13	1,1-二氯乙烯	66	27	氯苯	270
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	28	1,2-二氯苯	560
15	反-1,2-二氯乙烯	54	29	1,4-二氯苯	20
16	二氯甲烷	616	30	乙苯	28
17	1,2-二氯丙烷	5	31	苯乙烯	1290
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	32	甲苯	1200
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	33	间二甲苯+对二甲苯	570
20	四氯乙烯	53	34	邻二甲苯	640
21	1,1,1-三氯乙烷	840	/	/	/
基本项目（半挥发性有机物）					
35	硝基苯	76	41	苯并（k）荧蒽	151
36	苯胺	260	42	蒽	1293
37	2-氯酚	2256	43	二苯并（a, h）蒽	1.5
38	苯并（a）蒽	15	44	茚并（1,2,3-cd）芘	15
39	苯并（a）芘	1.5	45	萘	70

续表 2.4-6 建设用地区土壤环境质量评价标准 [单位: mg/kg, pH 无量纲]

序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)	序号	污染物项目	第二类用地筛选值 (mg/kg)
40	苯并(b)荧蒽	15	/	/	/
其他项目					
46	石油烃(C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	4500	/	/	/

表 2.4-7 农用地土壤质量评价标准

序号	名称	标准限值 (mg/kg)	序号	名称	标准限值 (mg/kg)	达标情况
1	pH	>7.5	6	铬	250	达标
2	镉	0.6	7	铜	100	达标
3	汞	3.4	8	镍	190	达标
4	砷	25	9	锌	300	达标
5	铅	170	/	/	/	/

## (2) 污染物排放标准

## ① 废气

天然气露点控制站、井场厂界无组织挥发性有机物执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中排放限值。上述标准详见表 2.4-8。

表 2.4-8 大气污染物排放标准

序号	污染源	污染物	排放限值 (mg/m <sup>3</sup> )	标准来源
1	露点控制站和井场厂界油气无组织挥发废气	NMHC	4	GB39728—2020

## ② 废水

生产废水主要为压裂返排液、洗井废液、天然气处理产生的采出水和天然气露点控制站生活污水。压裂返排液、洗井废液、露点站采出水集中收集后由罐车拉运至新疆油田公司采油二厂 81# 联合站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注油藏不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至玛纳斯县污水处理厂。

## ③ 噪声

施工场界环境噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相关标准，运营期各井场、站场边界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类限值，具体见表 2.4-9。

表 2.4-9 环境噪声排放标准一览表 单位：dB (A)

执行地点	昼间[dB (A)]	夜间[dB (A)]	标准来源
建筑施工场界	70	55	GB12523-2011
井场、露点控制站边界	60	50	GB12348-2008 2类

### (3) 污染控制标准

运营期产生的废防渗材料、含油污泥、清管废渣、废脱汞剂、废机油和事故状态下产生的落地油等危险废物的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)及其修改单、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)和《危险废物转移管理办法》要求。

## 2.5 评价等级与评价范围

### 2.5.1 评价等级

#### (1) 环境空气评价等级

根据工程特点和污染特征,选取 NMHC 为预测因子,采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中推荐的 AERSCREEN 估算模式来计算污染物的最大地面空气质量浓度占标率 ( $P_i$ ),  $P_i$ 定义如下:

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

其中:  $P_i$ ——第  $i$  种污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

$C_i$ ——采用估算模型计算出的第  $i$  个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度,  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ;

$C_{0i}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准,  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

源强参数见大气环境影响分析章节,计算结果见表 2.5-1。

表 2.5-1 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

污染源名称		污染源参数	NMHC		$D_{10\%}$ 最远距离 /m
			落地浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	
无组织挥发废气	露点控制站	127m×169m×5m	26.038	1.30	268
	单井井场	55m×45m×5m	16.569	0.83	97

由表 2.5-1 可知,本项目各污染物最大落地浓度占标率最高为 1.30%,根据

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据（表 2.5-2），评价等级判定为二级。

表 2.5-2 评价工作等级判定依据表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

### （2）地表水评价等级

运营期无废水外排，生产废水及生活污水均依托处理，不与玛纳斯河发生水力联系；施工期集输管线需临时穿越玛纳斯河，不在河道建设永久构筑物，采用大开挖方式穿越，设围堰导流设施，管线埋深在 30 年 1 遇洪水冲刷线以下 1.5m，施工结束后即可恢复，不改变河道水文情势；玛纳斯河为季节性河流，流量受季节影响较大，集输管线计划在枯水期流量较小时施工，穿越采用大开挖方式施工，施工时建设围堰、导流渠，并与上下游水电站协作调配水量，施工期预计 20 天；施工结束后即可恢复河道，做好护岸，恢复原有地貌；因此项目施工不会对河流水质及水文情势造成影响。综合判定本项目地表水评价等级确定为三级 B。

### （3）地下水评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的评价工作等级划分，建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感，不敏感三级，分级原则见表 2.5-3。

项目周边无“集中式水源区的准保护区、除集中水源地的国家或地方政府设定的地下水环境相关的保护区”，也无“集中式水源区的准保护区以外的补给径流区、分散式饮用水水源地、特殊地下水资源保护区”，敏感程度为“不敏感”。

天然气开采属于 II 类建设项目，根据导则附录 A 及表 2.5-4 要求，判定地下水评价等级为三级。

表 2.5-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水



	源) 准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中水式饮用水水源, 其它保护区以外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源 (如矿泉水、温泉等) 保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区 <sup>a</sup>
不敏感	上述地区之外的其它地区

注: a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区

表 2.5-4 建设项目评价工作等级分级表

项目类别	I 类项目	II 类项目	III 类项目
环境敏感程度			
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

#### (4) 声环境影响评价等级

项目区属于《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类功能区, 井区及露点控制站周边无声环境敏感目标, 集输管线运营期无噪声排放。根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009) 的有关要求, 确定声环境影响评价等级为二级。

#### (5) 生态环境评价等级

《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2021) 生态敏感性和影响程度, 将生态影响评价等级划分为一级、二级和三级。就本项目而言, 评价范围内不涉及生态敏感区。经判定本项目生态环境影响评价等级为三级, 判定依据及结果见表 2.5-5。

表 2.5-5 生态影响评价工作等级划分表

评价等级判定依据	评价等级	判定结果
a) 涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产地, 重要生境时, 等级为一级	一级	不涉及
b) 涉及自然公园时, 评价等级为二级	二级	不涉及
c) 涉及生态保护红线时, 评价等级不低于二级		不涉及
d) 根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目, 生态环境影响评价等级不低于二级		不属于水文要素影响型建设项目
e) 根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目, 生态影响评价等级不低于二级	三级	工程实施不影响地下水水位, 土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标分布
除 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况, 评价等级为三级		不涉及前述条款, 评价等级确定为三级

#### (6) 土壤环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018) (试行) 中附录 A 判定, 天然气开采为 II 类建设项目, 影响类型为污染型, 根据评价类别、占地规模与

敏感程度划分评价等级，见表 2.5-6。

表 2.5-6 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

①占地规模

本项目永久占地面积约 13.3hm<sup>2</sup>，≤50hm<sup>2</sup>，占地规模为中型。

②土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

本项目永久占地类型全部为天然牧草地，土壤环境敏感程度为敏感。根据表 2.5-6 判定，土壤环境影响评价工作等级为二级。

(7) 环境风险评价等级

本项目主要风险单元为天然气露点控制站内储罐、三相分离器等相关生产设施以及天然气集输管线，危险物质与临界量的比值（Q 值）Q 值小于 1，风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中工作级别划分依据，环境风险评价等级为简单分析。详见表 2.5-8。

表 2.5-8 环境风险评价工作级别划分表

环境风险潜势	IV、IV <sup>+</sup>	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 <sup>a</sup>

<sup>a</sup>是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性说明。

## 2.5.2 评价范围

根据各环境要素导则要求，结合周边环境，确定本项目各环境要素的评价范围见表 2.5-9、图 2.5-1。

表 2.5-9 各环境要素评价范围一览表

环境要素	范围
大 气	以露点控制站、井场为中心，边长 5km 的矩形形成的包络线
地 下 水	以地下水流向为长轴，露点控制站为中心四周边界上游 1km、下游 2km，水流垂直方向分别外扩 1km；集输管线两侧外延 200m
声 环 境	各井场、处理站边界和集输管线中心线两侧外延 200m
土壤环境	各井场、处理站边界、集输管线边界外延 200m
生态环境	井场、站场永久和临时占地范围，集输管线两侧外延 300m
环境风险	不设评价范围

图 2.5-1 本项目评价范围示意图

## 2.6 环境保护目标

根据现场调查，项目评价范围内涉及自治区级水土流失重点治理区，除此之外不涉及其他环境敏感区。项目实施过程中应保护区域野生动植物不被破坏，保护项目区水土流失程度不因本项目的实施而加剧。本项目各环境要素及环境保护目标相关保护级别见表 2.6-1。

表 2.6-1 项目环境保护目标一览表

保护要素	环境保护目标	与项目区的位置关系	各要素保护级别及要求
环境空气	项目区环境空气	/	GB3095-2012 二级
土壤环境	天然牧草地	/	GB36600-2018 第二类用地筛选值标准；GB15618-2018 表 1 标准限值
地表水（施工期）	玛纳斯河	露点控制站至玛河处理站之间集输管线穿越该河	施工方式为大开挖，采取导流措施，避免对河流水质造成影响，确保施工期河流水质满足 GB3838—2002 中Ⅲ类水质标准；合理制定施工方案和河道恢复方案，减小对河道的破坏，避免对河流水文情势造成影响
地下水环境	项目区地下水	/	GB/T14848-2017 Ⅲ类
声环境	项目区声环境	/	GB3096-2008 2类
生态环境	水土流失重点治理区	清北 1 井及其集气管线、露点控制站及部分输气管线	自治区级水土流失重点治理区
	野生动植物	项目区内	保护野生动植物及其生境不被破坏，不得破坏占地范围外的野生植物，不得捕杀野生动物

## 2.7 评价内容与重点

### 2.7.1 评价内容

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》要求，结合建设项目具体特点、周围区域环境现状、环境功能区划，确定本次评价内容包括建设项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划、环境影响评价结论，见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	评价专题	评价内容
1	工程分析	项目概况、主体工程、公用工程、环保工程、依托工程，根据污染物产生环节、方式及治理措施，核算有组织污染物源强，给出污染因子及其产生和排放的方式、浓度及数量等
2	环境现状调查与评价	自然环境、环境保护目标调查、环境质量现状调查（包括环境空气、地下水、声环境、土壤和生态环境）
3	环境影响预测与评价	分为施工期和运营期。对施工期扬尘、废水、噪声、固废、生态环境和土壤环境等进行分析，并提出切实可行的减缓措施。运营期对废气、废水、噪声、固体废物、土壤进行了影响预测和分析。根据项目特点开展了环境风险评价
4	环保措施及其可行性论证	针对废气、废水、噪声、固体废物、土壤污染防治、生态保护措施及风险防范措施进行论证
5	环境影响经济损益分析	从项目社会效益、经济效益和环境效益等方面叙述
6	环境管理与环境监测计划	根据国家环境管理与监测要求，给出项目环境管理制度和日常监测计划，给出污染物排放清单、制定环保三同时验收一览表
7	结论与建议	根据上述各章节的相关分析结果，从环保角度给出项目可行性结论及建议

### 2.7.2 评价重点

根据工程特点及评价因子筛选的结果，结合区域环境状况，确定本次环境影响评价工作的重点为：

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、地下水、声、土壤环境和环境风险影响评价；
- (4) 环境保护措施及环境风险防范措施分析论证。

## 2.8 环境功能区划

本项目环境功能区划情况详见表 2.8-1。

表 2.8-1 项目所在区域的环境功能区划一览表

环境要素	环境功能区划
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类功能区
地下水环境	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类功能区
声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类功能区
土壤环境	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-20018）中农用地
生态环境	II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II；准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—26 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区/31 天山北坡中段低山丘陵煤炭资源开发、迹地恢复生态功能区
水土保持	北方风沙区（新甘蒙高原盆地区）II-北疆山地盆地区（II-3）-天山北坡人居环境农田防护区（II-3-2m）-南部低山丘陵土壤保持区（II-3-2m-3）

## 2.9 相关规划及政策符合性分析

### 2.9.1 相关规划符合性分析

#### （1）区域发展规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》指出，要落实国家能源发展战略，建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。天湾区块于准噶尔盆地南缘，符合规划要求。

#### （2）主体功能规划相符性分析

本项目位于《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中的天山北坡重点开发区域，区域功能定位是：我国面向中亚、西亚地区对外开放的陆路交通枢纽和重要门户，全国重要的能源基地，我国进口资源的国际大通道，西北地区重要的国际商贸中心、物流中心和对外合作加工基地，石油天然气化工、煤电、煤化工、机电工业及纺织工业基地。本项目属于油气资源开发，属于该区域定位，符合《新疆维吾尔

自治区主体功能区规划》的功能定位。

### (3) 行业发展规划及规划环评相符性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）》指出，要继续强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作用，保障矿产资源的有效供给，并将石油、天然气列为重点勘察开采矿种。本项目的建设提高了区域天然气产能和输送的安全稳定性，符合规划中“强化矿产资源对经济社会发展的基础支撑作用，保障矿产资源的有效供给”的要求，并按照《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021—2025年）环境影响报告书》中的要求，对项目施工期废气、废水、噪声及固废和运营期噪声等污染影响采取相应的治理措施，并对项目实施过程中产生的生态影响提出了有效的减缓措施，符合规划及规划环评相关要求。

### (4) 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的符合性分析

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关符合性分析详见表2.9-1。

表 2.9-1 本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	本项目为天然气开采项目，天然气属于清洁能源，其处理过程中产生的凝析油油品质量高，是优质的石化原料	符合
2	推进石化、化工、工业涂装、家具制造、塑料、橡胶、包装印刷、汽修等重点行业领域VOCs整治，加强VOCs源头、过程、末端全流程控制，重点加强对光化学反应活性强的VOCs物质控制，开展企业深度治理和精细化管控	天然气开采过程中的无组织废气通过选用质量可靠的设备和加强泄漏检测与修复工作进行防治，凝析油贮存采用压力罐，装车采用底部装载并采取气相平衡措施，大大降低了VOCs的排放量	符合
3	严格落实排污许可制度，健全事前事中事后监管体系。加强企业环境治理责任制度建设，指导帮扶企业建立自我检查、自我纠正、自我完善的环境保护工作机制。督促企业严格执行法律法规，严格执行建设项目环境影响评价、环境保护“三同时”、排污许可证申领、自行监测、清洁生产与资源综合利用等环境保护管理制度，履行污染治理与排放控制、水资源节约和保护、生态保护与修复、突发环境事件应急管理等法定义务和社会责任，并主动接受社会监督	根据《固定源排污许可分类管理名录》，项目不涉及通用工序。项目建成后由采气一厂运营管理，依托其已建立的、完善的环境管理体系，本报告提出了严格落实环境保护“三同时”、运营期监测计划的要求，并依法公开	符合
4	加强危险废弃物安全处置。开展危险废物三年专项整治行动，强化危险废物经营单位和处置利用设施监督管理。严格落实危险废物经营许可证、转移等管理制度，坚决打击和遏制危险废	项目建成后交由采气一厂运营，采气一厂已建立了完善的危废管理计划，并定期向生态环境主管部门上报备案，项目建成后总体	符合



物非法转移倾倒等环境违法犯罪行为，优化危废跨区域转移审批手续等全过程监管	按照即定计划进行危废管理，针对天湾区块，应建立危废台账，落实危废转移联单制度
--------------------------------------	--

由表 2.9-1 可知，本项目建设符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》中的相关要求。

(5) 与《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》的符合性分析

《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》指出，“”

表 2.9-2 本项目与《新疆生产建设兵团“十四五”生态环境保护规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	结合兵团实际，因地制宜，科学合理推进“煤改电”工程，拓展多种清洁供暖方式，对暂不能通过清洁供暖替代散煤的地区，重点利用“洁净煤+节能环保炉具”等方式替代散烧煤	本项目建成后，开采的天然气优先供应北疆居民用气，有利于推动清洁能源的普及	符合
2	加强 PM <sub>2.5</sub> 和 O <sub>3</sub> 协同控制。深入开展 NO <sub>x</sub> 和 VOCs 的总量控制和协同减排，考虑 PM <sub>2.5</sub> 和 O <sub>3</sub> 协同控制，制定“十四五”空气质量持续改善行动计划，推动城市 PM <sub>2.5</sub> 和 O <sub>3</sub> 浓度稳中有降。开展 PM <sub>2.5</sub> 和 O <sub>3</sub> 污染协同防控“一市一策”驻点跟踪研究，实施分区分时分类的差别化和精细化协同管控，加强污染源清单和源解析，推进重点领域、重点时段和重点行业治理。“乌—昌—石”和“奎—独—乌”区域内第六师五家渠市、第八师石河子市为大气复合型污染严重区，重点针对不同时段 PM <sub>2.5</sub> 和 O <sub>3</sub> 等突出问题，深化多污染物协同治理	天然气开采、集输和处理过程均带压，凝析油存储采用压力罐，装车系统设置有气相平衡设施，整体 VOCs 排放水平较低。本项目不排放 NO <sub>x</sub>	符合

(6) 与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的符合性分析

本项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相关符合性分析详见表 2.9-1。

表 2.9-3 本项目与《昌吉回族自治州生态环境保护与建设“十四五”规划》的相符性分析

序号	规划中相关要求	本项目拟采取措施	符合性分析
1	加大散煤替代力度。优化天然气使用方向，新增天然气优先保障城镇居民和“乌-昌-石”区域内 4 县市、2 园区散煤替代	本项目建成后，开采的天然气优先供应北疆居民用气，有利于推动清洁能源的普及	符合
2	加快发展现代煤化工、新材料、有色金属、煤炭、煤电、矿产开采及加工等优势产业，培育壮大先进装备制造、页岩油气加工、节能环保、新型建材、新能源等新兴产业和生产性服务业	本项目为天然气开采项目，开采的天然气优先供应北疆居民用气，有利于推动清洁能源的普及，符合区域产业结构发展要求	符合
3	加强分区精准施治。对于“乌-昌-石”区域内 4 县市、2 园区，严格落实“乌-昌-石”大气污染同防同治“五统一”机制，制定大气污染源颗粒物、VOCs 等专项执法行动方案，统筹调配兵团各级环境执法力量，实行联合执法、交叉执法	天然气开采、集输和处理过程均带压，凝析油存储采用压力罐，装车系统设置有气相平衡设施，整体 VOCs 排放水平较低	符合

## (6) 水土保持规划相符性分析

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（新水水保〔2019〕4号），项目区所在玛纳斯县、沙湾市位于Ⅱ<sub>2</sub>天山北坡诸小河流与流域重点治理区；根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030年），本项目集输管线在石河子市境内不涉及水土流失重点治理区和重点预防区。区域水土流失类型以强度水力、中度风力侵蚀为主，存在问题为过度开荒破坏地表灌草植被，以及河水冲刷、洪水携带大量泥沙，导致区域水土流失严重。预防和治理的方向为加大退耕还林、还草，针对山洪沟道，采取拦、蓄、引、堤等工程对坡面、沟道进行全面治理。重点推行水土流失治理的行业为煤矿行业、石油天然气行业和城区建设。

本项目为天然气开采行业，属于区域重点推行水土流失治理的行业，建设单位应按照《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《开发建设项目水土保持方案管理办法》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）相关要求编制水土保持方案。项目水土流失防治应执行建设类项目一级标准，工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。采取上述措施后，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州水土保持规划（2018-2030年）》相关要求。

## 2.9.2 环保政策符合性分析

### (1) 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中要求的相符性分析详见表 2.9-4。

表 2.9-4 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

序号	《政策》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%	井下作业时带罐，作业范围采取防渗措施，防止产生落地原油	符合
2	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	采出水送至 81#联合站采出水处理系统，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关标准后回注油藏，不外	符合

		排	
4	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目采用密闭集输工艺流程工艺，天然气全部回收利用，集输及处理过程中无组织挥发损耗率约为 0.0007‰	符合
5	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目天然气全部经过处理后外输，不放空	符合
6	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排	井下作业废水及采出水集中收后由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排	符合
7	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别	井下作业时带罐、覆膜作业，落地原油 100%回收；事故状态下产生的落地油交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
8	1) 油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；2) 加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监测；3) 在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维修，防止油气泄漏污染地下水；4) 建立环境保护人员培训制度；5) 油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故	天湾区块投产后交由采气一厂运营，应将天湾区块纳入采气一厂已有的 HSE 管理体系、突发环境污染事件应急预案及污染源日常监控计划	符合

由表 2.9-4 可知，本项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相关规定。

(2) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性分析

本项目的建设符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相关要求相符，相关符合性分析见表 2.9-5。

表 2.9-5 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的符合性分析

序号	《通知》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应以区块为单位开展环评，一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措	本次以天湾区块整体开展环评，在报告中对项目施工期、运营期环境影响和环境风险进行了分析，并提出有效的环境保护措施、污染防治措施和环境风险防范措施，并分析了依托工程可行性和有效性；同时对现有工程也进行了环境影响回顾，目前天湾 1 井	符合

	施。滚动开发区块产能建设项目，还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对相关生态环境问题提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应在环评中论证其可行性和有效性	已完钻，目前正在试气；天湾2井、清北1井尚未开钻	
2	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式综合处理和利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化源头控制措施、资源化利用路径、无害化处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	项目运营期废防渗材料、废机油、废脱汞剂、含油污泥及事故状态下落地油等危险废物交由有相应危险废物处置资质的单位回收、处置，不会对区域环境造成不利影响	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	凝析油采用压力罐贮存，装车采用底部装载，并采取气相平衡措施，大大减少了项目无组织挥发油气的排放	符合
4	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	项目的建设符合相关规划及区域“三线一单”要求，选址选线合理；施工期严格按照即定方案施工，合理制定施工方案，加强施工管理，严禁施工人员和机械在施工范围外作业；电源自周边已建电网接入，各类施工机械均使用符合国家标准的油品；优先选用低噪声设备，高噪声设备采取基础减振措施，项目周边无声环境敏感目标，不会造成扰民现象；施工结束后应及时对项目区进行平整、清理，恢复临时占地	符合
5	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目建设集区块生产、处理设施和集输管线建设项目为一体，管线在选线时综合考虑了沿途村庄、永久基本农田的分布情况，尽可能远离居民区，避让了永久基本农田和湿地自然保护区等环境敏感区；针对不同的穿越工程，采取适宜的施工方式；针对集输管线可能发生的风险，提出了相应的风险防范措施	符合
6	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	项目建成后归属采气一厂管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本项目建成后，采气一厂应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案	符合

(3) 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》要求的相符性分析

本项目运营期采取的各项环保措施与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发

环境保护条例》中要求的相符性分析详见表 2.9-6。

表 2.9-6 本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相符性分析

序号	《条例》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发	评价范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区	符合
2	开发单位应当对污染物排放及对周围环境的影响进行环境监测，接受环境保护主管部门的指导，并向社会公布监测情况	针对本项目运营期排放的废气、噪声以及大气、土壤环境提出了运营期监测计划，建设单位应接受自治区生态环境厅、昌吉州生态环境局及玛纳斯县分局的监督管理，并按照《企业环境信息依法披露管理办法》等规定，公开运营期监测情况	符合
3	石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业，并根据需要在井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道。散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋	本报告提出，井场、站场施工结束后，均应对施工场地进行清理平整，井场四周设置符合规定的挡水墙、雨水出口和防洪渠道，防止雨水冲刷井场。运营期产生的危险废物和事故状态下产生的落地油均交由有相应处理资质的单位进行回收、处置	符合
4	石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染	本报告提出运营期要定期对站场各设备设施及管线进行检查检修；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
5	石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水；运输石油、天然气以及酸液、碱液、钻井液和其他有毒有害物品，应当采取防范措施，防止渗漏、泄漏、溢流和散落	选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对站场和管线的设备、阀门等进行检查、检修，以防止“跑、冒、漏”现象的发生	符合
6	煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家和自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置	运营期产生的危险废物和事故状态下产生的落地油均交由相应危险废物处理资质的单位回收处理，其贮存期限应符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》。运输过程中应执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求中有关运输的规定，采用有资质的车辆运输，运输车辆应加盖篷布，以免散落，应按规定的行驶路线运输	符合
7	煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放	本项目天然气全部处理利用	符合
9	煤炭、石油、天然气开发单位实施下列活动的，应当恢复地表形态和植被：（1）建设工程临时占地破坏腐殖质层、剥离土石的；（2）震裂、压占等造成土地破坏的；（3）占用土地作为临时道路的；（4）油气井、站、中转站、联合站等地面装置设施关闭或	项目管线施工时土方应分层开挖、分层堆放、分层回填，临时占地均进行场地平整清理，集输管线占地应及时平整，使其自然恢复。场站均采取了地面硬化的措施，退役期场站内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理、平整，后期依靠自然恢复	符合

	者废弃的		
10	煤炭、石油、天然气开发单位应当制定突发环境事件应急预案，报环境保护主管部门和有关部门备案。发生突发环境事件的，应当立即启动应急预案，采取应急措施，防止环境污染事故发生	项目建成后归属采气一厂管辖，该厂具备完善的应急管理体系，本项目建成后，采气一厂应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案	符合

由表 2.9-6 可知，本项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的相关规定。

### 2.9.3 与“三线一单”符合性分析

#### (1) 生态保护红线

项目区位于准噶尔盆地南缘，评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地和饮用水水源保护区，也无基本草原、森林公园、地质公园、重要湿地、天然林，重点野生保护动物栖息地，也无重点保护野生植物生长繁殖地。涉及生态环境敏感区为自治区级水土流失重点治理区，不涉及生态红线。

#### (2) 环境质量底线

项目运营期排放废气主要为天然气处理及集输过程中的无组织挥发油气，在落实各项环保措施的前提下，非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728—2020）中排放限值要求；运营期生产废水为井下作业废液和采出水，集中收集后由罐车拉运至 81#联合站进行处理，处理达标后回注油藏，不外排。天然气露点控制站生活污水排至化粪池，定期拉运至玛纳斯县生活污水处理厂进行处理；噪声源主要为井下作业、场站各类机泵及巡检车辆噪声，采取相应措施后井场厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）中的 2 类区标准要求；运营期产生的清管废渣、含油污泥、废防渗材料、废机油、废脱汞剂等危险废物，集中收集后送至危废间暂存，最终交由有相应危险废物处理资质的单位进行回收处置。生活垃圾定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场进行处理。

综上所述，本项目产生的废气、噪声均可实现达标排放，工业废水实现零排放，固体废物均得到妥善处置。不会突破区域环境质量底线。

#### (3) 资源利用上线

本项目运营过程中会消耗少量的电能、天然气、水、脱汞剂、乙二醇等，工程资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上限要求。

#### (4) 生态环境准入清单

##### ①与玛纳斯县生态环境准入清单的符合性分析

本项目位于玛纳斯县一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65232430001，见图 2.9-1），结合该单元管控要求，与本项目采取的相关措施对比分析，项目的建设符合玛纳斯县生态环境准入清单的要求，详见下表。

表 2.9-7 本项目与玛纳斯县生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	本项目采取的相关措施	符合性分析	
一般管控单元 (ZH65232430001)	空间布局约束	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.1）。 【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。	本项目不属于区域限制开发的行业，运营排放的污染物为 VOCs，不排放重金属；输气管道选线时已避让永久基本农田	符合
	污染物排放管控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.2）。 【A7.2-1】落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施加量，逐步削减农业面源污染物排放量。	本项目废水不排放，VOCs 为无组织排放，不涉及总量控制指标	符合
	环境风险防控	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.3）。 【A7.3-1】加强生态公益林保护与建设，防止水土流失。禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的尾矿、矿渣等。加强农田土壤、灌溉水的监测及评价，对周边或区域环境风险源进行评估。	本项目水土流失防治应执行建设类项目一级标准，建设单位应按规定编制水土保持方案。项目废水均依托污水处理设施处理，不向农田排放	符合

资源利用效率	1、执行自治区总体准入要求中关于一般环境管控单元的准入要求（表 2-4 A7.4）。 【A7.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。	施工机械、运营期运输车辆和巡检车辆均采用符合国家标准的油品，井场、露点控制站用电自周边电网接入，运营期不消耗其他能源	符合
--------	---	--	----

②与沙湾市生态环境准入清单的符合性分析

本项目部分天然气集输管线位于沙湾市一般管控单元（环境管控单元编码：ZH65422330002，见图 2.9-2），结合该单元管控要求，与本项目采取的相关措施对比分析，项目的建设符合沙湾市生态环境准入清单的要求，详见下表。

表 2.9-8 本项目与沙湾市生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	本项目采取的相关措施	符合性分析
一般管控单元 (ZH65422330002)	<p>1、执行自治区总体管控要求【A1.4-1】【A1.4-2】【A1.4-3】。</p> <p>【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区划、自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、城乡总体规划 土地利用规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。</p> <p>【A1.4-2】重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。</p> <p>【A1.4-3】石化、化工、煤化工、制药、农药等挥发性有机物排放重点行业建设项目，以及工业涂装、包装印刷、油品储运销等涉 VOCs 排放的项目，在符合国家产业政策和清洁生产水平要求、满足污染物排放标准以及污染物排放总量控制指标的前提下，必须在依法设立、环境保护基础设施齐全并经规划环评的产业园区内布设。推进工业园区和企业集群建设涉 VOCs “绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 VOCs 集中高效处理。</p> <p>2、执行自治区管控单元分区管控要求【A7.1-1】。</p> <p>【A7.1-1】限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等“高污染、高环境风险产品”工业项目，原则上不增加产能，现有“高污染、高环境风险产品”工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。建立集镇居住商业区、耕地保护区与工业功能区等集聚区块之间的防护带。严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模。加强基本农田保护，严格限制</p>	<p>本项目在沙湾境内仅建设天然气集输管线，管线埋地敷设，运营期无污染物排放；项目建设符合区域相关规划要求，符合区域空间布局约束</p>	符合



	<p>非农项目占用耕地。</p> <p>3、合理规划居住区与工业功能区，在居住区和工业区、工业企业之间设置防护绿化隔离带。</p>		
污染物排放管控	<p>1、执行自治区总体管控单元分区管控要求【A7.2-1】条要求。</p> <p>【A7.2-1】落实污染物总量控制制度，根据区域环境质量改善目标，削减污染物排放总量。加强农业面源污染治理，严格控制化肥农药施用量，逐步削减农业面源污染物排放量。</p> <p>2、执行塔城地区中体管控要求【2.1】【2.2】条要求。</p> <p>【2.1】持续推进涉气工业污染源全面达标排放，将烟气在线监测数据作为执法依据，加大超标处罚和联合惩戒力度，未达标的企业一律依法停产整治，积极推进控制污染物排放许可制。</p> <p>【2.2】对未完成上一年度主要污染物总量减排目标的地区(企业)或未完成大气环境质量目标的地区，暂停该地区(企业)新增相关污染物排放建设项目的环评审批。</p>	<p>本项目运营期无污染物排放，不涉及总量控制指标。符合区域污染物排放管控要求</p>	符合
环境风险防控	<p>1、执行塔城地区总体管控要求【3.2】条要求。</p> <p>【3.2】县级以上城市建成区原则上不再新建每小时35蒸吨以下的燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建每小时10蒸吨以下的燃煤锅炉。“乌—昌—石”“奎—独—乌”区域各县级及以上城市建成区以及国家级、自治区级工业园区禁止新建每小时65蒸吨以下燃煤锅炉。</p> <p>2、执行自治区管控单元分区管控要求【A6.3-1】条要求。</p> <p>【A6.3-1】定期评估邻近环境敏感区的工业企业、工业集聚区环境和健康风险。强化工业集聚区企业环境风险防范设施建设和正常运行监管，加强重点环境风险管控企业应急预案制定，建立常态化的企业隐患排查整治监管机制，加强风险防控体系建设。</p> <p>3、完善环境图件事故应急预案，加强环境风险防控体系建设。</p>	<p>本项目不新建锅炉，项目建成后交由采气一厂运营管理，该厂具备完善的应急管理体系，本项目建成后，采气一厂应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案。符合区域环境风险防控要求</p>	符合
资源利用效率	<p>1、执行自治区管控单元分区管控要求【A7.4-1】条要求，优化能源结构，加强能源清洁利用。</p> <p>【A7.4-1】实行水资源消耗总量和强度双控，推进农业节水，提高农业用水效率。优化能源结构，加强能源清洁利用。</p> <p>2、执行塔城地区总体管控要求【4.3】条要求。</p> <p>【4.3】持续推进电气化工作，制定实施地区清洁能源消纳行动计划加大可再生能源消纳力度。</p>	<p>运营期井场、露点控制站用电自周边电网接入，运营期不消耗其他能源，总体资源消耗水平较低。符合区域资源利用效率防控要求</p>	符合

### ③与第八师石河子市生态环境准入清单的符合性分析

本项目部分天然气集输管线位于第八师石河子市优先保护单元（环境管控单元编码：ZH65900110006，见图 2.9-3），结合该单元管控要求，与本项目采取的相关措施

对比分析，项目的建设符合第八师石河子市生态环境准入清单的要求，详见下表。

表 2.9-9 本项目与第八师石河子市生态环境准入清单的符合性分析一览表

环境管控单元名称及编码	“三线一单”要求	本项目采取的相关措施	符合性分析	
优先保护单元 (ZH65900110006)	空间布局约束	(1) 执行八师有关大气环境布局敏感区及有关一般生态空间-土壤保持/水土流失/生物多样性空间布局约束准入要求。 (2) 水源地一级保护区内，不得从事种植、放养畜禽和网箱养殖等活动；不得向水体排放污染物；堆放固体废弃物、垃圾和其他有毒有害物质；对已批准的水源地内无合法手续及违规建设项目及时进行清理整顿。	本项目在石河子市境内仅建设天然气集输管线，施工完成后其生态影响可逐步恢复，运营期无污染物排放。管线沿线不涉及饮用水源地。符合区域空间布局约束	符合
	污染物排放管控	(1) 执行八师有关大气环境布局敏感区及有关一般生态空间-土壤保持/水土流失/生物多样性污染物排放管控要求。 (2) 严格对现有生活居民产生的生活污水进行收集处理，科学、合理地使用农药、化肥；加强垃圾、农业面源污染的预防治理，禁止向水域排放污水、倾倒垃圾及其他废弃物。 (3) 提出区域大气污染物削减要求 (4) 严格执行建设项目环境影响评价及排污许可制度、“三同时”制度和污染物总量控制制度。改善道路和交通状况，加大机动车尾气治理力度，推广使用清洁燃料。做好城市防护林带建设，加强建筑施工及道路运输监督管理。 (5) 加大饮用水水源地周边污染源的整治力度，淘汰不符合产业政策的水污染严重的企业和落后的生产能力、工艺、设备和产品。 (6) 建立入河、入库、入渠污染物限排总量控制制度和水功能区监督管理制度，工业废污水实现达标排放。	本项目运营期无污染物排放，不涉及总量控制指标。符合区域污染物排放管控要求	符合
	环境风险防控	(1) 执行八师有关大气环境布局敏感区及有关一般生态空间-土壤保持/水土流失/生物多样性环境风险防控要求。	本项目在石河子市境内仅建设天然气集输管线，施工完成后其生态影响可逐步恢复，运营期无污染物排放；项目建成后交由采气一厂运营管理，该厂具备完善的应急管理体系，本项目建成后，采气一厂应对其应急预案进行修编，将本项目纳入其应急预案。符合区域环境风险防控要求	符合
	资源利用效率	(1) 执行八师有关大气环境布局敏感区及有关一般生态空间-土壤保持/水土流失/生物多样性资源利用效率管控要求。	运营期井场、露点控制站用电自周边电网接入，运营期不消耗其他能源，总体资源消耗水平较低。符合区域资源利用效率防控要求	符合

图 2.9-1 本项目在昌吉州环境管控单元中的位置

图 2.9-2 本项目在塔城地区环境管控单元中的位置

图 2.9-3 本项目在第八师石河子市环境管控单元中的位置

(5) 与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》（新政发〔2021〕18号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目涉及“乌-昌-石”片区，该区重点突出大气污染治理、资源能源利用效率提升。本项目天然气集输采用密闭集输流程，露点控制站凝析油采用压力罐储存，装车为底部装载，并采取气相平衡措施，有效减少了NMHC的排放。总体而言，污染物排放水平较低，项目的减少资源能源消耗少，且能为区域经济发展提供助力，为民生用气提供保障。符合自治区“三线一单”的总体管控要求。

(6) 与《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》（新兵发〔2021〕16号）相关要求的符合性分析

《新疆生产建设兵团“三线一单”生态环境分区管控方案》指出，要规范开发建设活动。各级各有关部门在产业布局、结构调整、资源开发、城镇建设、重大项目选址时应将“三线一单”确定的生态环境管控单元及生态环境准入清单作为重要依据。对列入国家、自治区及兵团规划，涉及生态保护红线管控范围内的重大民生项目、重大基础设施项目，应优化空间布局、主动避让；确实无法避让的，应依法依规履行手续，强化减缓生态环境影响和生态补偿措施。

据前节分析，项目建设符合第八师石河子市生态环境准入清单要求；本项目为天然气开采项目，天然气属于国家战略资源，项目开采的天然气优先供应北疆居民用气；项目管线穿越了第八师石河子市优先保护单元，但施工结束后其生态影响可逐步恢复，严格落实施工期各项环保措施，可将管线施工造成的环境影响降至最低；管线敷设前，建设单位应按规定办理征地手续，足额缴纳生态补偿费用。符合新疆生产建设兵团“三线一单”的总体管控要求。

(7) 与《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》（新政发〔2021〕162号）相关要求的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求（2021年版）》，项目区属于“乌-昌-石”片区，该区管控要求为“除国家规划项目外，乌鲁木齐市七区一区、昌吉市、阜康市玛纳斯县、呼图壁县、玛纳斯县建成区及周边敏感区域内不再布局建设煤化工、电解铝、燃煤纯发电机组、金属硅、碳化硅、

聚氯乙烯（电石法）、焦炭（含半焦）等新增产能项目。具备风光电清洁供暖建设条件的区域原则上不新批热电联产项目。坚持属地负责与区域大气污染联防联控相结合，以明显降低细颗粒物浓度为重点，协同推进‘乌-昌-石’同防同治区域大气环境治理。强化与生产建设兵团第六师、第八师、第十一师、第十二师的同防同治，所有新建、改建、扩建工业项目执行最严格的大气污染物排放标准，强化氮氧化物深度治理，确保区域环境空气质量持续改善。

强化挥发性有机物污染防治措施。推广使用低挥发性有机物原辅料，推动有条件的园区（工业集聚区）建设集中喷涂工程中心，配备高效治污设施，替代企业独立喷涂工序强化企业清洁生产改造，推进节水型企业、节水型工业园区建设，提高资源集约节约利用水平。积极推进地下水超采治理，逐步压减地下水超采量，实现地下水采补平衡。

强化油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。加强涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置。

煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。”

本项目为天然气开采项目，项目不开采地下水，在严格落实防渗及管理措施的情况下，正常工况下不会对区域地下水造成污染影响；露点控制站凝析油采用压力罐储存，装车为底部装载，并采取气相平衡措施，有效减少了 NMHC 的排放；项目建设及运营过程中建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会对区域土壤造成污染影响；退役期按照相关要求进行封井、场站拆除等工作，并采取生态恢复措施。综上所述，项目的建设符合自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求。

（8）与《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》的公告（昌州政办发〔2021〕41号）相关要求的符合性分析

根据《昌吉回族自治州“三线一单”生态环境分区管控方案及生态环境准入清单》，自治州共划定 119 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。项目区位一般管控单元（见图 2.9-1），主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。报告针对项目施工期、运

营期和退役期生态影响和污染影响均提出了有效措施，在严格落实环保措施的前提下，建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，项目建立了完善的风险防范及应急管控措施，在严格落实各项环境保护措施的前提下，不会发生风险事故。符合昌吉州“三线一单”的管控要求。

(9) 与《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》（塔行发〔2021〕48号）相关要求的符合性分析

根据《塔城地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，全地区国土空间共划定108个环境管控单元，其中优先保护单元43个、重点管控单元41个、一般管控单元24个。项目区位于一般管控单元，须落实生态环境保基本要求，推动区域环境质量持续改善。项目建设及运营过程中污染物均可实现达标排放，不会突破区域环境质量底线，符合塔城地区“三线一单”的管控要求

(10) 与《第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案》（师市发〔2021〕24号）

根据《第八师石河子市“三线一单”生态环境分区管控方案》，师市共划定环境管控单元83个，分为优先保护单元、重点管控单元、一般管控单元三大类。本项目位于优先保护单元，该区域以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。据前节分析，项目建设符合第八师石河子市生态环境准入清单要求，运营期污染物排放水平较低，资源消耗水平低，不会降低区域生态环境质量和生态功能。符合第八师石河子市“三线一单”的管控要求。



## 3 勘探开发历程

### 3.1 区域位置

天湾区块行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，输气管线跨越玛纳斯县、沙湾市和石河子市三个行政区，新建露点控制站位于玛纳斯县中心城区南部约 31km 处，清北 1 井西距玛纳斯河约 12km，输气管线终点位于石河子市中心城区西南偏南方向约 10.5km。区域位置见图 3.1-1。

### 3.2 油气资源概况

#### 3.2.1 构造特征

井区在构造上位于东湾南断背斜，地层主要有第四系，新近系独山子组、塔西河组、沙湾组，古近系安集海河组、紫泥泉子组，白垩系东沟组、连木沁组、胜金口组、呼图壁河组、清水河组，侏罗系齐古组、头屯河组、西山窑组、三工河组及八道湾组。

#### 3.2.2 气藏类型及油层分布

本项目开采层位为清水河组气藏，天湾 1 井钻揭清水河组 26m 底砂岩，岩性主要为细砂岩、粉砂岩、砂砾岩，基质物性差，核磁孔隙度 4.4%~4.6%，裂缝发育。该层位以辫状河三角洲沉积为主，岩性主要为细砂岩、粉细砂岩，孔隙度 4%~15%。气藏类型为凝析气藏，储层厚度 20~90m。

图 3.1-1 本项目区域位置示意图

### 3.2.3 油气水性质

天湾区块气藏采出物包括凝析油、天然气及采出水，地层水为酸性。气藏中不含硫化氢，二氧化碳含量为0.04%。油、气性质分别见表3.2-1、表3.2-2。

表 3.2-1 天湾区块凝析油性质参数一览表

层位	密度, 20℃ (t/m <sup>3</sup> )	50℃粘度 (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡量 (%)
清水河组	0.8218	2.3	7-18	6.08

表 3.2-2 天湾区块天然气性质参数一览表 单位 (mol%)

相对密度	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	C <sub>7</sub>	二氧化碳	氮
0.5881	95.24	3.12	0.63	0.15	0.18	0.08	0.06	0.05	0.04	0.04	0.41

## 3.3 勘探期环境影响回顾

### 3.3.1 勘探历程

准噶尔盆地南缘安集海背斜带始终是南缘油气勘探的重点领域，20世纪50年代末，基本完成了1:5万的地质详查，部分构造进行了1:2.5万地质填图和油苗调查。2019年通过对二维资料的处理解释一体化攻关，叠前时间偏移和叠前深度偏移新资料下组合信噪比明显提高，波组特征更加明显，连续性较好，断裂更加清晰，成像有大幅度提升。为落实安集海背斜带东湾南断背斜构造地层油气性质，新疆油田公司先部署了天湾1井，取得了卓越的试气成果。为进一步探明区块整体储量，于2022年12月部署了天湾2和清北1两口勘探井。

### 3.3.2 勘探期环境影响回顾

#### (1) 勘探期环评手续履行情况

天湾区块勘探期主要部署了3口勘探井，即天湾1井、天湾2井和清北1井，各井环保手续履行情况见表3.3-1、附件2。

表 3.3-1 天湾区块勘探期环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	审批机关及文号	批复日期	各井现状
1	天湾1井勘探钻探项目	原玛纳斯县环境保护局，玛环审(2019)31号	2019年10月19日	已完成钻试作业，已封闭井口

2	天湾 2 井勘探钻探项目	昌吉州回族自治州生态环境局， 昌州环评（2022）239 号	2022 年 12 月 04 日	待钻
3	清北 1 井勘探钻探项目	昌吉州回族自治州生态环境局， 昌州环评（2022）241 号	2022 年 12 月 04 日	待钻

## （2）勘探现状

天湾 1 井于 2020 年 5 月开钻，2021 年 11 月 13 日完钻，完钻井深 8166m。2022 年 06 月 13 日天湾 1 井射开清水河组开始试气，获油压 110.90MPa~123.36MPa，日产气  $2.8 \times 10^4 \text{m}^3 \sim 75.8 \times 10^4 \text{m}^3$ ，放喷试油井口油压创中石油最高记录。其中 8.1mm 油嘴试产，油压 112.31MPa~117.19MPa，日产气  $75.82 \times 10^4 \text{m}^3$ ，折日产油  $127.2 \text{m}^3$ ，折算稳定油气当量  $885.4 \text{m}^3$ ，实测地层压力 170.52MPa，压力系数 2.15，创下中石油地层压力最高记录。目前试气作业已结束，井口为封井状态，正在开展钻试工程的竣工环保验收。

## （3）勘探期环境影响回顾

天湾 2 井和清北 1 井尚未开钻，勘探期环境影响主要来自天湾 1 井钻试活动。

目前天湾 1 井钻试作业已结束，井口为封井状态。根据现场踏勘的情况，井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为；现场踏勘期间，井场未见岩屑遗留，水基岩屑排至岩屑收集罐，已由第三方岩屑处置单位负责处理；油基岩屑堆场排至专用方罐，并交由有相应危废处理资质的单位处置，其处置过程符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移管理办法》要求。根据声环境质量现状监测结果可知，天湾 1 井场噪声不存在超标现象。根据现场踏勘结果，钻井井场及施工营地均建有围栏，探临道路宽度及走向均合理，未见乱碾乱压、破坏占地范围外植被的情况。

### 3.3.3 现存环境问题及拟采取的整改方案

根据现场踏勘，天湾 1 井钻试工程已结束，井场现状无环境问题，无需提出“以新带老”整改方案。天湾 2 井、清北 1 井钻试作业产生的环境影响应严格执行环评批复要求，确保妥善处置和达标排放。各井钻试活动结束后应按照环评批复要求开展场地恢复并履行竣工环保验收手续。

## 4 建设项目工程分析

### 4.1 建设项目概况

#### (1) 项目名称

天湾区块地面工程建设项目。

#### (2) 项目性质

本项目为新区块产能开发，项目性质为新建。

#### (3) 建设地点

天湾区块行政隶属新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州玛纳斯县，输气管线跨越玛纳斯县、沙湾市、石河子市三个行政区，新建露点控制站位于玛纳斯县中心城区南部约 31km 处，清北 1 井西距玛纳斯河约 12km，输气管线终点位于石河子市中心城区西南偏南方向约 10.5km。

#### (4) 生产计划和劳动定员

年运行时间 330 天，露点控制站劳动定员 24 人，采用“四班三倒”工作制，每班在岗人数 8 人。

#### (5) 工程投资

项目总投资 39500 万元，环保投资约 928 万元，占总投资的 2.35%。

#### (6) 建设内容

项目总体部署 3 口采气井，均为勘探井转产，新建天然气产能  $4.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 、凝析油产能  $6.4 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。计划分期建设，一期仅天湾 1 井投产，新建 1 座采气井场、处理能力为  $4.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的天然气露点处理站 1 座，处理后的干气经新建 44km 输气管道 T 接入玛河处理站-704 站输气管道，最终进入克-乌输气管线，为北疆居民供气。凝析油在站内暂存，定期拉运外售；二期新建天湾 2 井、清北 1 井两座采气井场，气量增大后可实现长距离输送，届时将停用露点控制站，一期工程建设的 44km 输气管道作为内部集输管线使用，对该管线末端进行改造，将区块天然气接入玛河气田处理站，依托站内天然气处理和产品存储设施进行集中处理。

## 4.2 一期建设内容

### 4.2.1 主体工程

一期主体工程包括天湾 1 井采气井场、露点控制站、单井采气管线和干气输气管道的建设。

#### (1) 采气井场

采气工艺为自压生产，生产时井口天然气（ $48 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 、96MPa）经三级节流后（ $48 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 、10MPa）后进入露点控制站，气流温度 46.8℃，高于水合物形成温度，不会形成水合物。为控制井口压力，井场设环空补压装置，其工作原理为将筒套管环空区与补压装置联通，需要压井时采用高压注塞泵将甲酸钾溶液注入环空区，井口压力过大时甲酸钾溶液回流至储罐。运行过程中甲酸钾溶液是动态循环的，不进入井筒，不会被消耗。

井口生产装置包括压井/平衡管、井口旋流除砂器、一级油嘴管汇、二级/三级电动笼套节流阀、生产压力温度监测装置、环空补压装置（含甲酸钾储罐和高压柱塞泵）及放空系统（括 1 套放喷点火装置，便于紧急情况下天然气的放空）。井场平面布置见图 4.2-1，井场内主要设备见表 4.2-1。

图 4.2-1 采气井场平面布置示意图

表 4.2-1 采气井场设备一览表

序号	设备名称	建设内容	数量 (套)
1	压井/平衡管汇	电动闸板阀各	1
		手动闸板阀	1
2	旋流除砂器	3-1/16" 25K 旋流除砂器	1
3	一级油嘴	电动可调笼套节流阀	1
		固定节流阀	1
		电动闸板阀	5
		手动闸板阀	5
4	二级节流阀	电动可调笼套节流阀	1
5	三级节流阀	电动可调笼套节流阀	1
6	管线及管件	90° 两通方钢、三通方钢、直管线等	3
7	井口安全阀控制系统(含 RTU)撬装房	含电动、仪表、电气和通信控制系统和撬装房等	1
8	油管放空系统	电动可调笼套节流阀	2
9	环空补压装置	甲酸钾注入计量泵和储罐	1
10	压力监测装置	压力传感器	4
11	出砂监测仪	/	1
12	自动点火装置	/	1
13	井场管线	地面敷设, 20 号无缝钢管, 尺寸 D114×13/ D60×11/ D114×8/ D89×6/ D60×5	940

## (2) 露点控制站

### ①平面布置

新建天然气露点控制站距离天湾 1 井 500m, 站内生产区设段塞流捕集器橇、生产分离器橇、气-气换热器橇、一级闪蒸分离器橇、二级闪蒸分离器橇等。储罐区设 6 座 60m<sup>3</sup> 带压卧式罐, 装车区设凝析油装车系统, 消防系统为环形布置, 设 4m 宽消防道路。平面布置见图 4.2-2。

图 4.2-2 露点控制站平面布置图

## ②处理工艺

采出物（进站压力 9.5MPa~10.5MPa、温度 30~50℃）进站后进段塞流捕集器进和生产分离器进行两次气液分离，分离出的气相通过雾化器注入乙二醇防冻，进气-气换热器换热（温度 5~15℃）后二次注醇，随后经 J-T 阀节流制冷（温度-15~-11℃）进入低温分离器，分离出的气相返回气-气换热器管程复热后外输（5.0MPa~6.1MPa、温度 10~39.8℃）。

生产分离器与段塞流捕集器中分离出的液相汇合后进入一级闪蒸分离器进行闪蒸，产生的水相进排污罐；油相与低温分离器分离出的液相汇合后进入到二级闪蒸罐进行二次闪蒸，分离出的醇相送至乙二醇再生橇进行再生。二级闪蒸罐分离出的油相进入到凝析油换热器中与稳定塔底的稳定凝析油（0.5MPag，185℃）进行换热回收能量，然后进入到稳定塔内与凝析油稳定塔重沸器（电加热器）顶部返回至稳



定塔的气相进行逆流接触进行传质传热；分离出的水相进排污罐。塔底稳定凝析油经凝析油换热器、外输气/凝析油换热器分别与二级闪蒸罐分离出的油相和外输气进行换热冷却后，输送至凝析油储罐中储存；塔顶部的气相经稳定气空冷器冷却后与二级闪蒸分离器分离的气相汇合后进入到塔顶气分离器进行气液分离，气相经富气增压撬增压至 6.2MPa，送至低温分离器；塔顶分离器分离出的液相排至排污罐。

露点控制站总体工艺流程见图 4.2-3。站内主要生产设备见表 4.2-2。

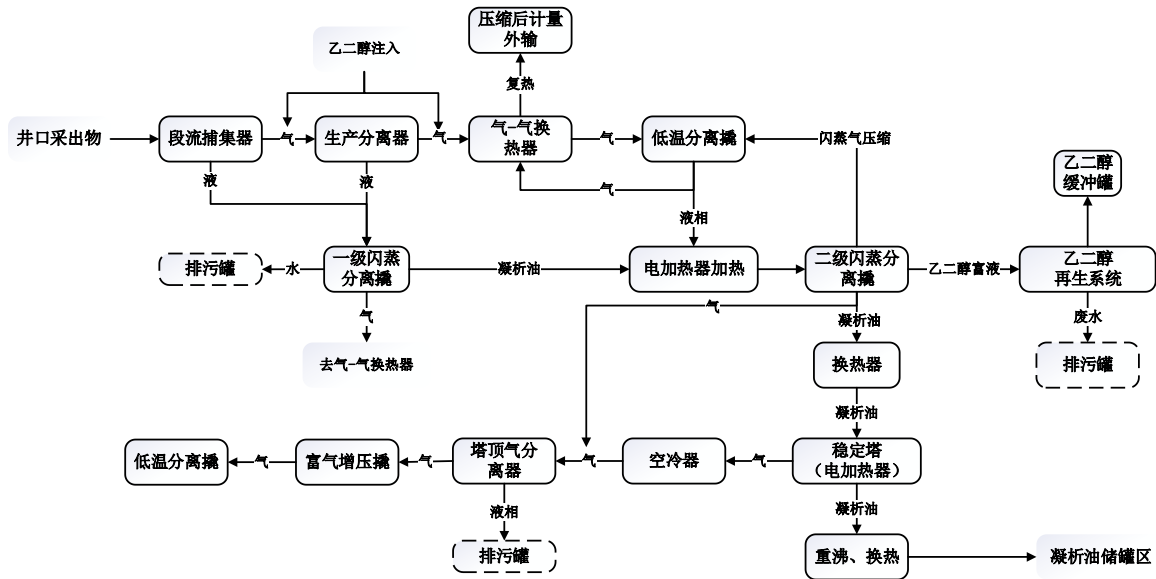


图 4.2-3 露点控制站工艺流程示意图

表 4.2-2 露点控制站主要生产设备一览表

序号	装置名称	型号/参数	数量
1	段塞流捕集器撬	设计压力 12MPa，操作压力 9.5~10.5MPa；设计温度 60℃，操作温度 15~40℃；运行气量：48×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d（考虑 50%~120%的操作弹性），处理液量：120t/d，尺寸：φ800×3200 S/Smm	1 套
2	生产分离器撬	设计压力 12MPa，操作压力 9.5~10.5MPa；设计温度 50℃，运行温度 29~32℃；尺寸：φ1200×4800 S/Smm	1 套
3	脱固体杂质撬	聚结过滤分离器，φ600×2400，过滤精度：1μm；粉尘过滤器，φ500×2400，过率精度：3μm；立式脱固体杂吸附塔，φ1000×2500mm	1 套
4	气-气换热器撬	冷流：进/出口压力 5.2~6.1MPa，进口温度-15~-10℃，出口温度 10~20℃；热流：进/出口压力 9.5~11MPa，进口温度 32~35℃，出口温度 5~10℃	1 套
5	卧式低温分离器撬	处理量：48×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d，设计压力 10MPa，工作压力 5~6MPa，设计温度-20℃，操作温度-8~-15℃，尺寸：φ1000×4000 S/Smm	1 套
6	一级闪蒸分离器撬	卧式容器，气量 48×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d，液量 300m <sup>3</sup> /d，设计停留时间 10min，尺寸：φ1200×5000 S/Smm	1 座
7	二级闪蒸分离器撬	卧式容器，气量 48×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d，液量 300m <sup>3</sup> /d，设计停留时间 10min，尺寸：φ800×3200 S/Smm	1 座

续表 4.2-2 露点控制站主要生产设备一览表

序号	装置名称	型号/参数		数量
8	凝析油稳定单元 (65t/d, 操作弹性 50%~120%)	凝析油稳定进料预换热器	管程设计/操作压力 1.0/0.7MPa; 管程设计/操作温度: 200/155℃; 壳程设计/操作压力: 0.7/0.5MPa; 壳程设计/操作温度: 200/185℃	1 台
		凝析油稳定塔	Φ500×20000	1 台
		凝析油稳定塔重沸器	Φ800×2400	1 台
		稳定气空冷器	设计/操作压力: 0.7/0.47MPa; 设计/操作温度: 200/153	1 台
		外输气/凝析油换热器	管程设计/操作压力 7.0/6.0MPa; 管程设计/操作温度: 60/20℃; 壳程设计/操作压力: 0.7/0.48MPa; 壳程设计/操作温度: 60/44℃	1 台
9	工艺管线	地面敷设, 管材为无缝钢管, 尺寸 D219×6/D114×4/D60×3.5/D273×6/D48×3.5/D219×10/D168×8/D114×6/D89×6/D60×4/D377×8/D325×7/D219×5		1573m
10	乙二醇注入及再生系统	注醇泵	柱塞式计量泵, 100L/h, 2 用 1 备	3 台
		贫液罐	8m <sup>3</sup>	1 座
		乙二醇再生装置	由富液提升撬(包括富液罐及提升泵组)、再生换热撬、贫液缓冲撬组成	1 套
11	排污系统	设 1 座污油回收撬, 撬上设污油泵组(1 用 1 备), 尺寸 Φ2500×12000		1 套
12	放空系统	火炬	放空量 48×10 <sup>4</sup> Nm <sup>3</sup> /d, 拉绳式, DN300 H=35m	1 座
		火炬除液器	卧式分离器, DN1200×3600	1 座
13	储存及装车系统	凝析油储存	罐区设 6 座 60m <sup>3</sup> 带压卧式罐, 装填系数 0.9	6 座
		装车系统	装车泵撬, 流量 100m <sup>3</sup> /h, 扬程 70m	1 座
			装车鹤管, 流量 100m <sup>3</sup> /h	2 套
14	发球装置	包括发球筒、绝缘接头、压力表、双金属温度计		1 套

### (3) 采气管线

新建天湾 1 井至露点控制站采气管线 0.5km, 井口采出物采用管线密闭集输进站, 管线埋地保温敷设, 管材为 20 号无缝钢管, 尺寸 D114×13。

### (4) 干气输气管道

#### ①管线路由方案比选

天湾区块周边有可依托的已建天然气处理站和已建的成品气外输管网, 集输管线考虑以下两种选线方案:

方案一: 区块天然气集输至玛河气田处理站, 经玛河气田处理站-704 站输气管道进入克-乌输气管线。管线起点为天湾 1 井露点控制站, 终点为玛河气田处理站, 全长约 46km, 沿途需穿越永久基本农田、玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区

和玛纳斯河道。根据《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》第八条：“禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发”，该方案拟穿越玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区，环境不可行，不推荐；

方案二：该方案起点为露点控制站，出站向西北方向敷设，自旱卡子滩哈萨克乡穿越玛纳斯河河道，进入沙湾市境内，向北敷设，最终进入玛河气田处理站。该方案避开了玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区、永久基本农田。但管线穿越了玛纳斯河河谷水源地一级保护区，存在一定的环境风险，不推荐；

方案三：该方案管线起点、终点同方案二，不同之处在于管线穿越玛纳斯河河道处向北移，避开了玛纳斯河河谷水源地一级保护区。该方案避开了自然保护区、饮用水源地和永久基本农田，从环境保护角度分析，路由最优，推荐该方案。

各方案必选见表 4.2-3，管线路由详见图 4.2-4。

表 4.2-3 本项目输气管道方案比选一览表

比选项目	方案一	方案二	方案三
管线路由	起点为新建露点控制站，集输管线先沿勘探期临时道路向南敷设，再向西至玛纳斯境内 X984 伴行敷设，在头渠村一组处穿越玛纳斯河进入石河子市境内，向西敷设接入玛河气田处理站	起点为新建露点控制站，集输管线先沿勘探期临时道路向南敷设，再向西敷设至旱卡子滩乡，避开玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区，沿其边界穿越玛纳斯河，进入沙湾市境内，沿 511 乡道伴行敷设，进入石河子市境内后向西北接入玛河气田处理站	起点为新建露点控制站，为缩短管线路由，集输管线先向西敷设，再向西北敷设，避开永久基本农田、玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区和玛纳斯石灰窑子饮用水源地，在上旱卡子滩穿越玛纳斯河，进入沙湾市境内，沿 511 乡道伴行敷设，进入石河子市境内后向西北接入玛河气田处理站
线路工程投资	34320.89 万元	19055.5 万元	27008.2 万元
穿越工程	永久基本农田、玛纳斯河、玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区、冲沟、农灌渠及道路等	永久基本农田、玛纳斯河、玛纳斯石灰窑子饮用水源地、冲沟、农灌渠及道路等	冲沟、玛纳斯河、农灌渠及道路等
优点	工艺流程简单、适应性强；露点控制站设备容易橇装，方便搬迁，运行管理方便；可兼顾二期产能井，利于区块后期发展需求。沿线地势起伏较低，施工条件较好	工艺流程简单、适应性强；露点控制站设备容易橇装，方便搬迁，运行管理方便；可兼顾二期产能井，利于区块后期发展需求，部分沿线地势起伏不大，施工条件较好，避开了玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区	工艺流程简单、适应性强；露点控制站设备容易橇装，方便搬迁，运行管理方便；可兼顾二期产能井，利于区块后期发展需求。避开了永久基本农田、玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区和玛纳斯石灰窑子饮用水源地

缺点	需穿越永久基本农田，对农业生产有一定影响；穿越玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区等生态敏感区，不符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》保护要求，从生态环境保护角度分析，选线不可行	需穿越永久基本农田，对农业生产有一定影响；避让了玛纳斯河流域中上游湿地自然保护区，但需穿越玛纳斯石灰窑子水源地，不符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》保护要求，从生态环境保护角度分析，选线不可行	为避让生态敏感区，管线需穿越山区，施工难度大
是否推荐	否	否	推荐

图 4.2-4 集输管线方案比选路由示意图

②外输工艺流程

露点控制站处理完的干气，经新建集输管线集输至玛河气田处理站-704 管道，最终进克-输气管线。外输工艺流程详见下图。

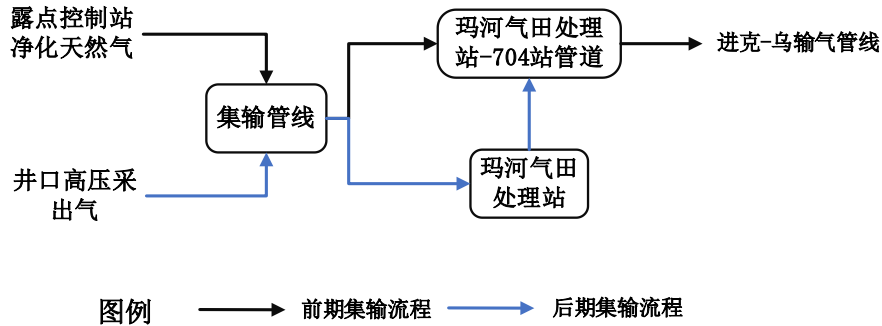


图 4.2-5 天然气外输工艺流程

③管线设计

新建输气管道，管径为 D219.1，采用 L245N 无缝钢管，考虑二期天然气产量，管线设计输气量为  $150 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，设计压力 6.3MPa，耐压 20MPa，集输管线末端设 1 座收球筒。

④管线路由

天湾 1 井输气管道起点位于天湾 1 井露点控制站，管线出站后向西北沿已建道路敷设约 4.5km 到达 X156 县道，沿 X156 县道向西北方向敷设约 3.7km，而向西北敷设，穿越东岸大渠到达玛纳斯河，穿越玛纳斯河后，线路向东北沿已建道路敷设约 12km，再折向西北，穿越玛河气田到达玛河气田处理站。线路全长约 44km，穿越玛纳斯县、沙湾市、石河子市三个行政区，其中位于玛纳斯县境内管线长 16.2km，沙湾市境内管线长 10.5km，石河子市境内管线长 17.3km。

管线起止点及拐点坐标见表 4.2-4，走向见图 4.2-6。

表 4.2-4 集输管线拐点坐标一览表

序号	拐点名称	东经 (E)	北纬 (N)	备注









### ⑥总体施工方案

管线采用沟埋式敷设，总体埋深 1.8m，管线施工作业带宽 14m，管沟底宽 0.5m，管沟边坡比为 1: 0.75；管道的水平和竖向转变，优先采用弹性敷设，在接头管道及大角度转向管段采用热煨弯头来处理；里程桩每公里设 1 个，管线水平转角处设转角桩，穿跨越工程设穿越桩，与地下管道、光缆交叉处设交叉桩。沿线距管顶不小于 0.5m 处设警示带，长 44km。

图 4.2-6 天湾区块工程平面布置及穿越工程分布示意图

## ⑦穿越玛纳斯河施工方案

## ※穿越方式

输气管穿越玛纳斯河河道施工长度约 2300m，其中河道中心道段长约 500m，剩余 1800m 为岸线控制边界与河道之间的滩地。河道两岸有部分林地，树种为榆树、白杨，为人工林。玛纳斯河为季节性河流，流量随季节有明显波动，平均流量  $39.7\text{m}^3/\text{s}$ ，枯水期（11 月至次年 3 月）流量仅占全年流量的 7%~15%。

管线穿越点与西气东输管廊带的西二线、西三线穿越玛纳斯河位置相近，本次借鉴西三线穿越玛纳斯河地质资料，穿越区地层岩性主要为第四系人工填土层第四系全新统冲洪积层（ $Q_4a^{1+pl}$ ）粉质粘土、卵石层，其特点分述如下：

1) 粉质粘土（ $Q_4a^{1+pl}$ ）：褐黄色，可塑为主，摇震反应弱，干强度低。该层勘察深度范围内仅在右岸台地分布，层厚约 1.0m。

2) 第四系全新统卵石（ $Q_4a^{1+pl}$ ）：灰白色，中密~密实，骨架以硬质岩类碎屑物为主，母岩成分主要以强风化砂岩、灰岩、花岗岩为主，连续接触，形状多呈圆形和亚圆形，骨架颗粒一般可见粒径 2.0~10.0cm，最大粒径可达 20cm 以上，级配良好，细砂充填。超重型动力触探试验（ $N_{120}$ ）试验平均击数均大于 100，密实为主；本层层厚 7.4m~8.5m，本层于河床内均有分布。

3) 第四系上更新统冲洪积卵石（ $Q_3^{al+pl}$ ）：青灰色，中密~密实，骨架以硬质岩类碎屑物为主，母岩成分主要以强风化砂岩、灰岩、花岗岩为主，连续接触，形状多呈圆形和亚圆形，骨架颗粒一般可见粒径 2.0cm~10.0cm，最大可见粒径 20cm，级配良好，细砂充填，偶见粒径大于 50cm 的漂石。

管线穿越河道施工一般采用大开挖或顶管穿越，两种方案优缺点对比详见表 4.2-6。结合本项目河床地质条件，地层岩性以粉土及卵石为主，骨架颗粒粒径较大，偶见漂石，属于不稳定河床，若采用顶管穿越，施工时管沟极易塌方，存在一定的环境风险。同时借鉴下游河段西气东输管线实际成功穿越（大开挖施工）经验，本次穿越玛纳斯河采用大开挖方式，施工时采取围堰导流措施。

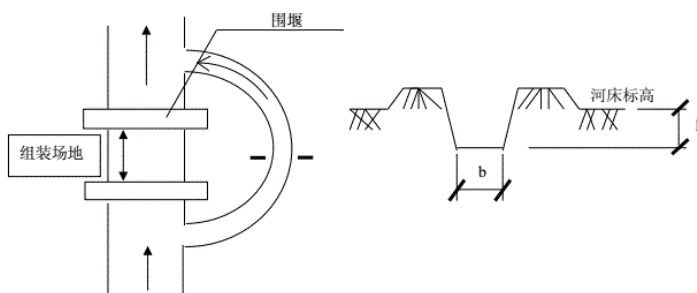
表 4.2-6 输气管道穿越玛纳斯河穿越方式比选

穿越方式	大开挖	顶管穿越
优点	施工便利，技术成熟，适用于大部分过河管道施工	技术较为成熟，施工不受季节洪水、降雨影响；施工作业面较小，

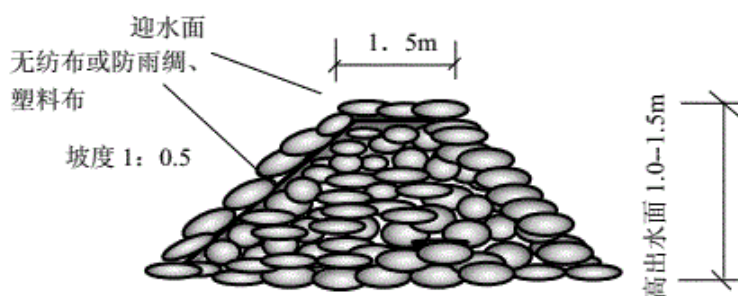
		对河道景观、水流基本无影响
缺点	施工面大，对河道景观影响大；围堰施工材料使用量大，工程造价高；受季节洪水影响较大，宜在枯水期、旱季施工	适用于河床地质条件较好的河段，河床地质不稳，施工时管沟极易塌方，存在一定的环境风险；施工技术较复杂，造价高
是否推荐	推荐	否

※施工方案

施工前应充分与当地水利部门沟通，取得施工许可。施工时应根据河流实际流量，并与玛纳斯河道上下游水电站运营单位协调，通过关闭上游闸门等方式有效控制水量及流速，进行围堰排水施工。根据现场实际情况，确定导流渠的位置和深度等参数。导流渠底部要低于入口河流水面，沿渠道水流方向应有一定坡度，宽度根据施工时河流水量确定。围堰可采用土袋围堰方式，迎水面增设一层人工防渗层，高度要高出施工期可能出现的最高水位 0.5m~0.7m；堰内面积满足施工要求，堰体要求防水严密，减少渗漏。



围堰及导流渠示意图



堰体剖面示意图

管沟开挖应分层、分段实施，开挖深度应确保管线埋深在 30 年 1 遇洪水冲刷线以下 1.5m，要根据河渠情况严格按一定的剖面遇深度挖掘管沟，保证管沟平直。稳管采用现浇混凝土连续覆盖稳管。

※管线回填、水工保护和地貌恢复

管道施工完毕经检验合格后马上回填，回填土分层夯实，河岸处做护坡。施工完成后清理河道，严禁遗留施工废弃物，并拆除围堰，恢复河流通水，平整导流渠，恢复地貌。

#### ⑧其他穿越工程施工方案

**大开挖穿越：**穿越谷底、沟渠等工程采用大开挖方式施工。

**顶管穿越：**穿越将军路、乡村道路等沥青路面时采用顶管穿越，管顶的埋深 $\geq 1.2\text{m}$ 距公路边沟底面的距离不小于 $1\text{m}$ ，套管应伸出公路边沟外不小于 $2\text{m}$ ，保护套管采用钢筋混凝土套管。公路穿越套管内的空间采用泥浆或细土填充，不需设置检漏管。顶管穿越的套管上部孔隙采用水泥砂浆进行注浆，防止路面塌陷。

**管道与其它建（构）筑物的交叉：**管线穿越地下管道 $10$ 次，光缆、电缆 $5$ 次，与原有埋地输气管、水管等交叉时，应从原有管道下方 $0.3\text{m}$ 通过。已建管道两侧各 $5\text{m}$ 管沟开挖时应采用人工开挖，防止对已建管道造成破坏。新管道与其它管道交叉处必须保证 $0.3\text{m}$ 净空间距，为避免管道沉降不能满足间距要求，以及避免管道防腐层受损伤而发生交叉管道电气短路，采用绝缘材料垫隔（如汽车废外胎衬垫）。

管线和电缆交叉穿越的净空距离应保证不低于 $0.5\text{m}$ 。与电缆交叉时，还要对电缆采取保护措施，如用角钢围裹住电缆，在电缆上方铺一层砖等安全措施。具体施工方式须与相关管理单位沟通后制定。

### 4.2.2 公用工程

#### （1）供配电

露点控制站内设箱式变电站，内设开关室、变压器室、低压配电室。电源引自周边已建供电设施，在旱卡子滩变电所 $10\text{kV}$ 母线侧扩建 $10\text{kV}$ 出线间隔 $1$ 座，新建架空线路长度为 $24\text{km}$ ，单井设杆架式变电站。

#### （2）给排水

给水主要为井下作业用水和一期露点站生活用水，井区周围无已建供水管网，用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地。

排水主要是生产废水及生活污水，生产废水主要是露点控制站天然气处理产生

的装置排污废水及井下作业废水。生产废水由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理，处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后，回注油藏，不外排；生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理。

### （3）通信、仪表及自动化

站控系统采用 PLC 可编程逻辑控制器，主要由检测仪表、控制器、执行元件三部分组成，完成对现场安全仪表的实时监控。井场则将采气树及采气管线压力信号均上传至液控柜 RTU，再将液控柜 RTU 及试油公司 RTU 均通过网线接至本次新建工业级交换机，通过光缆将数据上传至露点控制装置中控室新建 PLC 系统，完成仪表数据采集、监控功能。

### （4）道路

新建露点控制站站内道路 0.53km，路面宽 4m，路基宽 5m；站外道路 0.1km，路面宽 6m，路基宽 7m；新建 13.5km 的井场道路，路宽 9m，将井场与周边已有的道路联通，路面采用沥青路面。所需砂石料、沥青混凝土自周边料场购买。

### （5）消防

区块外部消防依托玛纳斯县应急救援大队。露点控制站配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器 60 具，35kg 推车干粉灭火器 7 辆，手提二氧化碳灭火器 6 具。单井井场配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器 6 具，推车干粉灭火器 1 辆，手提二氧化碳灭火器 2 具。

## 4.2.3 环保工程

露点控制站建设新建 1 座撬装排污系统，内设 1 座 60m<sup>3</sup> 排污罐，为地埋式设计，配套建设回收罐及配套机泵，用于收集分离处理的采出水和装置排污废水。污水定期采用罐车拉运至采油二厂 81#联合站。

## 4.2.4 依托工程

运营期井下作业废水、露点控制站装置排污废水（含采出水）采用罐车拉运至采油二厂 81#联合站，依托其采出水处理系统进行处理；露点控制站生活污水及生

活垃圾均交由环卫部门清运，生活污水经露点控制站化粪池预处理后定期清运玛纳斯县生活污水处理厂，生活垃圾定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场。

项目组成详见表 4.2-7。

表 4.2-7 项目工程组成一览表

工程类别	名称	工 程 量		备 注
主体工程	集输工程	采气井场	1 座	新建天湾 1 经采气井场，井场设置压井/平衡管、井口旋流除砂器、井口节流装置、环空补压装置、放空系统及点火装置各 1 套
		单井采气管线	0.5km	设计管径 DN100、压力 PN 20MPa，管道材料为 D114×14 的 22Cr 耐腐蚀不锈钢
	处理工程	天然气露点控制站	1 座	设计处理能力 $48 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，采用注乙二醇防冻、节流制冷脱水脱烃增压外输工艺
	外输工程	输气管线	44km	管径为 D219.1，采用无缝钢管，设计输气量 $192 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计压力 6.3MPa，管线起点为露点控制站，终点为玛河处理站-704 站输气管道
储运工程	储罐	凝析油储罐	6 座	带压卧式罐，单罐容积 $60\text{m}^3$ ，装填系数 0.9
	装车	装车泵撬	1 套	底部装载，采取气相平衡措施
公用工程	供配电		电源就近自己建供电线路接入，在早卡子滩变电所 10kV 母线侧扩建 10kV 出线间隔 1 座，新建架空线路长度为 24km，单井设杆架式变电站。露点控制站内设箱式变电站，内设开关室、变压器室、低压配电室	
公用工程	给排水		用水由罐车从附近村庄拉运至用水场地，生产废水由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理，生活污水集中收集于化粪池中，定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理	
	通信、仪表及自动化		站控系统采用 PLC 逻辑控制器，井场采气树及采气管线压力信号上传至液控柜 RTU，通过网线接至本次新建工业级交换机，通过光缆将数据上传至露点控制装置中控室新建 PLC 系统	
	消防		露点控制站和单井井场采用移动式灭火系统	
依托工程	生产废水		分离出的采出水及装置排污废水排至地理式排污罐，采用罐车拉运至采油二厂 81#联合站采出水处理系统处理	
	危险废物		区块危险废物暂存依托玛河气田处理站站站内暂存设施，危废产生后即送至该站集中暂存、统一处理。最终均交由有资质的单位进行处置	
	生活污水		交由环卫部门清运，最终进玛纳斯县生活污水处理厂	
	生活垃圾		交由环卫部门清运，最终进玛纳斯县生活垃圾填埋场	
环保工程	废水		露点控制站设 1 座排污撬，内设 1 座 $60\text{m}^3$ 排污罐，配套建设机泵	
	废气		混烃储罐为卧式压力罐，装车时采取气相平衡措施	
	环境风险		井场设放喷系统，配套建设自动点火装置、放喷池；露点控制站设 1 座放空火炬，高 35m，配套建设除液器	

#### 4.2.5 施工组织

一期工程整体建设周期约 12 个月，施工人员约 200 人，地面工程建设阶段不设生活营地，施工人员食宿在玛纳斯县城区。穿越玛纳斯河道施工工期预计 3 个

月，计划在 9 月开始做施工准备，10 月开始进行岸边穿越施工，待 11 月左右河流进入枯水期后开始穿越河道的施工。

#### 4.2.6 原辅材料及能耗、物耗

项目运营期能源消耗主要为电能，处理原料为天然气，使用的辅料包括乙二醇、甲酸钾、脱固体杂质撬吸附填料，以及露点控制站生活用水。乙二醇、甲酸钾可重复使用，脱固体杂质撬填料中吸附剂（金属硫化物）饱和后由厂家进行更换，并负责处置废弃填料。一期原辅料消耗情况见下表。

表 4.2-8 一期原辅料消耗情况一览表

序号	物料名称	消耗量	备注
1	乙二醇	990t/a	再生循环使用，根据实际消耗量适当补充
2	甲酸钾	2m <sup>3</sup> /a	单井储罐容量，循环使用，根据实际消耗量适当补充
3	固体杂质撬吸附填料	1m <sup>3</sup> /a	吸附饱和后由厂家负责更换
4	电能	236kW·h	电源引自周边已建供电设施

### 4.3 二期建设内容

#### 4.3.1 主体工程

二期主要建设天湾 2 井、清北 1 井，将该两口勘探井转为生产井。目前该两口井尚未开钻，天湾 2 井设计钻井期 465 天、清北 1 井钻井期 505 天，试气期均为 60 天。天湾 2 井、清北 1 井投产后，区块整体气量将大幅度提升，气流量可满足长距离集输要求，将各井单井管线直接搭接至一期已建的输气管道上，同时对管道末端进行改造，区块天然气高压集输进玛河气田处理站，露点控制站停止使用。考虑单井管线建设周期，露点控制站初步计划服务年限为 3 年。此时，一期建设的输气管道改为内部集输管线使用。

二期主要建设内容为天湾 2 井、清北 1 井两座采气井场，以及 9.8km 单井采气管线，其中天湾 2 井天湾 2 井约 3.6km，清北 1 井约 6.2km。采气工艺、井口装置、以及单井管线设计均与一期工程一致。

#### 4.3.2 依托工程



天然气集输依托一期已建集输管线，处理依托玛河气田处理站。

#### 4.4 总体工艺流程

项目主要建设内容包括集输工程、处理工程和外输工程三部分。

呼探区块与天湾区块气藏同属清水河组，参考呼探 1 井流物，井口采出物含蜡、重晶石等成分，低气量输送时由于压力小，长距离集输可能造成管线低洼处油泥沉积、压差增大、无法通球的风险。为此，天湾区块一期仅天湾 1 井投产时，拟新建 1 座露点控制站，处理后的干气外输；二期天湾 2 井、清北 1 井投产后，3 口井的气量高、压力大，满足长距离输送的条件，届时将停用露点控制站，3 条单井管线直接搭接至 44km 集输管线上，天然气密闭集输进玛河气田处理站。

区块一期、二期总体工艺流程如图 4.4-1 所示。

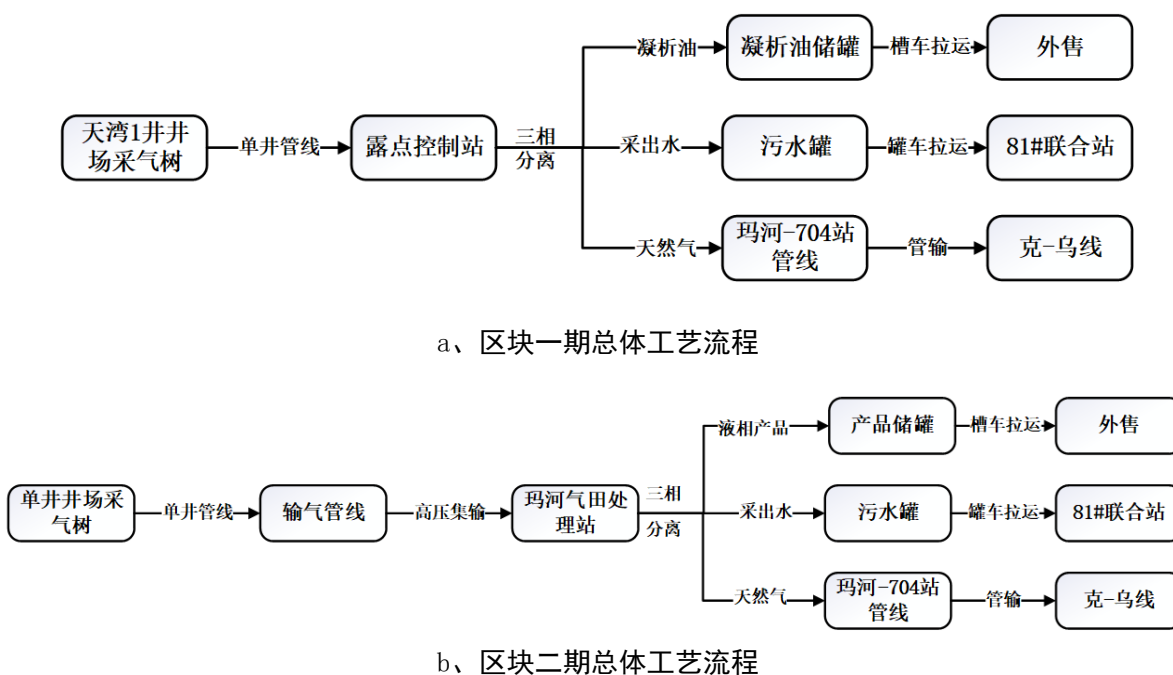


图 4.4-1 项目总体工艺流程示意图

#### 4.5 产能方案及产品方案

##### (1) 产能方案

单井预测天然气产能  $48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、稳定凝析油产能  $64.7 \text{t}/\text{d}$ ，区块总体新建天然气产能  $4.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 、稳定凝析油产能  $6.4 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，开发生产指标预测见表

4.5-1。

表 4.5-1 天湾区块开发指标预测一览表

时间 (年)	日产气 ( $10^4\text{m}^3$ )	日产油 (t)	日产水 (t)	年产气 ( $10^8\text{m}^3$ )	年产油 ( $10^4\text{t}$ )	年产水 ( $10^4\text{t}$ )
2023	40	52	4	1.32	1.72	0.13
2024	90	117	9	2.97	3.86	0.30
2025	150	182	21	4.95	6.01	0.69
2026	160	182	21	5.28	6.01	0.69
2027	160	182	25.2	5.28	6.01	0.83
2028	165	182	28	5.445	6.01	0.92
2029	165	182	42	5.445	6.01	1.39
2030	165	182	50.4	5.445	6.01	1.66
2031	160	172.6	56	5.28	5.70	1.85
2032	160	152.4	61.6	5.28	5.03	2.03
2033	160	134.9	67.2	5.28	4.45	2.22
2034	150	106.2	69.9	4.95	3.50	2.31
2035	150	79	68.6	4.95	2.61	2.26
2036	150	54.4	63.3	4.95	1.80	2.09
2037	140	37.4	58	4.62	1.23	1.91
2038	140	25.7	53	4.62	0.85	1.75
2039	120	17.7	48.3	3.96	0.58	1.59
2040	120	12.2	43.8	3.96	0.40	1.45
2041	90	8.4	39.7	2.97	0.28	1.31
2042	90	5.8	35.8	2.97	0.19	1.18

### (2) 产品方案

本项目一期产品为天然气  $48 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 、凝析油产能  $6.4 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。天然气可满足《天然气》(GB17820-2018)中一类质量标准，通过集输管线送至玛河处理站-704 站管道，最终进入克-乌输气管道，为北疆地区生产生活供气；凝析油带压存储，定期装车外售至石化公司作为石化原料。

二期露点控制站停用，区块天然气依托玛河气田处理站处理，产品方案及质量标准由玛河气田处理站统一调控。

## 4.6 环境影响因素识别及污染源分析

本项目分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工

期和运营期，影响结果包括生态影响和污染影响，退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

#### 4.6.1 施工期环境影响因素识别及污染源分析

施工期环境影响因素主要表现在各类管线（单井采气管线、集输管线）、井场及露点站建设等施工活动中。废气主要来自管线、站场等建设过程中产生的扬尘和施工机械尾气等；废水主要为管道试压废水；噪声主要为施工机械及施工车辆噪声；固体废物为建筑垃圾。此外，施工人员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

##### （1）废气

施工期废气主要为施工扬尘、施工机械尾气。扬尘主要来自于施工场地的清理、平整，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输；施工期各类机械较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。

##### （2）废水

地面工程建设不设施工营地，废水主要为管道试压废水。本次采用清水试压，试压完毕后产生少量的试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40~60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

##### （3）噪声

噪声源主要为施工机械噪声，噪声级在 80dB（A）~105dB（A）之间。

##### （4）固体废物

施工期固体废物主要为少量的建筑垃圾，主要为废边角料、废包装物等，产生量较少集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场。

##### （5）生态影响因素

###### ①占地面积

本项目占地类型为天然牧草地。一期总占地面积为 807060m<sup>2</sup>，其中永久占地 128498m<sup>2</sup>，临时占地 656000m<sup>2</sup>。二期总占地为 83370m<sup>2</sup>，其中永久占地 4792m<sup>2</sup>，临时占地 78400m<sup>2</sup>。详见表 4.6-1。

表 4.6-1 本项目占地概况一览表

阶段	工程占地	临时占地 (m <sup>2</sup> )	永久占地 (m <sup>2</sup> )		总占地 (m <sup>2</sup> )	占地类型
	工程内容					
一期	采气井场	0	天湾 1	2486	2486	天然牧草地
	露点控制站	0	22562		22562	天然牧草地
	单井采气管线	4000	0		4000	天然牧草地
	集输管线	616000	192		616192	天然牧草地
	道路	0	121500		121500	天然牧草地
	输电线路	36000	4320		40320	天然牧草地
合计		656000	128498		807060	/
二期	采气井场	0	天湾 2	2486	2486	天然牧草地
		0	清北 1	2486	2486	天然牧草地
	单井采气管线	78400	0		78400	天然牧草地
	合计	78400	4792		83372	/

## ②土石方平衡

输气管道作业带宽 14m；单井集气管线作业带宽 8m，管线作业时无弃方产生，全部回填或就地平整，其中井区单井管线及集输管线挖方全部回填，多余土方敷设于管线上方作为管廊；井场及露点。无弃方产生。

新建井区道路 13.5km，设计为沥青路面，道路挖方量 533000m<sup>3</sup>，全部用于道路路基平整。无弃方产生。

本项目土石方平衡见表 4.6-2。

表 4.6-2 本项目土石方平衡表 单位：m<sup>3</sup>

阶段	工程类别	管线体积	挖方量	填方量	土石方平衡	备注
一期	单井管线	4	4914	4914	0	多余土方敷设在管线上方作为管廊，无弃方产生
	集输管线	1733	42558	42558	0	
	井区道路	/	533000	533000	0	
一期合计		/	580472	580472	0	/
二期	单井管线	77	96318	96318	0	多余土方敷设在管线上方作为管廊，无弃方产生

## 4.6.2 运营期环境影响因素识别及污染源分析

## (1) 一期工程

运营期废气主要为天然气集输及处理过程中产生的挥发性有机废气；废水主要为天然气处理产生的采出水、井下作业废液及生活污水；噪声源主要为天然气处理设备、井下作业及凝析油运输车辆；固体废物主要为清管废渣、含油污泥、废脱汞剂、废机油、废防渗材料和生活垃圾等。

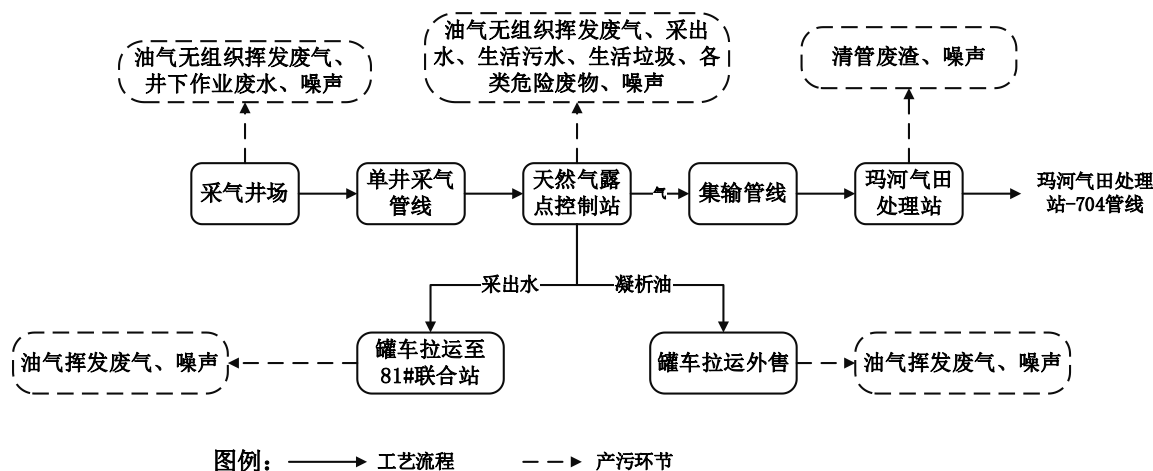


图 4.6-1 项目一期工艺流程及产污节点示意图

### ①废气

运营期废气为油气无组织挥发性有机废气，计为 NMHC。一期工程无组织源为天湾 1 井井场和露点控制站。

凝析油采用压力罐存储，装载方式为底部装载，装车时采取气相平衡措施，该系统采用气相平衡管将储罐与槽车联通，装车时液相通过液相管从储罐采用底部装载的方式进入槽车，槽车内的气相则从上部的的气相平衡管进入储罐。储罐与槽车均为压力设备，不与外环境联通，避免了装载过程中废气的排放。废气主要产生在井场、站场内各装置的阀门、法兰等部件因密封不严，会产生挥发性有机废气，并以无组织形式排放。参考《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业(HJ982-2018)》（以下简称《核算指南》）中设备动静密封点泄漏平均排放系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$D_{\text{设备}} = \alpha \times \sum_{i=1}^n \left( e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：

$D_{\text{设备}}$ ：一核算时段内设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的量，kg；

$\alpha$ —设备与管线组件密封点的泄漏比例，本次取 0.003；

$WF_{VOCs,i}$ —流经密封点  $i$  的物料中挥发性有机物平均质量分数，（根据采出物中天然气性质计算，取 4.27%）；

$WF_{TOC,i}$ —流经密封点  $i$  的物料中总有机碳(TOC)平均质量分数，（根据采出物中天然气性质计算，取 99.51%）；

$e_{TOC,i}$ —密封点  $i$  的总有机碳(TOC)排放速率（泄漏浓度大于 2000 $\mu\text{mol/mol}$ ），  
kg/h；

$n$ —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$t_i$ —核算时段内密封点  $i$  的运行时间，h，本次取 7920h。

根据上述公式计算区块一期无组织废气产生量见表 4.6-3。

表 4.6-3 排放系数、设备类型数量及污染物排放量（一期）

设备类型		$e_{TOC}$ (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
天湾 1井	阀门	0.064	5	0.014
	法兰	0.085	10	0.036
	连接件	0.028	60	0.072
合计		/	/	0.122
露点控 制站	阀门	0.064	20	0.055
	法兰	0.085	40	0.146
	连接件	0.028	100	0.120
	合计	/	/	0.321
总计				0.443

## ②废水

### ※生活污水

天然气露点控制站常驻工作人员 8 人，单人消耗水量 20L/d（参考《新疆用水定额》），站内年用水量约 53m<sup>3</sup>，排水系数取 0.8，则生活污水年产生量约 42m<sup>3</sup>，其排水水质与居民生活污水相近似，化学需氧量（COD<sub>Cr</sub>）浓度 350mg/L、氨氮（NH<sub>3</sub>-N）浓度 30mg/L、悬浮物（SS）浓度 200mg/L。

### ※井下作业废液

井下作业进行压裂工序时，会产生一定的压裂返排液，修井时会产生废洗井液，上述污染物的产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，压裂作业频次按照 1 次/年、洗井作业按照 1 次/2 年计，具体产污系数及产生量见

表 4.6-4。

表 4.6-4 一期压裂返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
压裂返排液	263.98 m <sup>3</sup> /井·次	264m <sup>3</sup> /a
废洗井液	25.29 t/井·次	13t/a

#### ※采出水

天然气处理过程中会分离出采出水，废水量类比呼探 1 井运行数据，单井废水量约 3m<sup>3</sup>/d，据此计算，一期工程采出水产生量 990m<sup>3</sup>/a。

#### ③噪声

噪声主要包括天然气露点控制站机泵的运转噪声、井下作业噪声和罐车等交通噪声等，噪声排放情况见表 4.6-5。

表 4.6-5 一期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业	80~105	间歇	机械
露点控制站	各类机泵	90~100	连续	机械
罐车	交通噪声	60~90	间歇	机械

#### ④固体废物

井下作业时要求带罐作业，井口敷设防渗膜防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收。一期露点控制站脱固体杂质撬会产生废脱汞剂，装置日常维护会产生废机油，站内工作人员日常值班还会产生生活垃圾；集输管线会产生清管废渣；井口旋流除砂器会产生油泥砂；区块日常巡检维护还会产生废防渗膜等废防渗材料。

#### ※生活垃圾

天然气露点控制站常驻工作人员 8 人，生活垃圾产生量按 0.5kg/人·天计，则项目运营期生活垃圾产生量约 1.3t/a，定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场。

#### ※油泥砂

采气井口设有旋流除砂器，会有少量油泥砂产生，需定期清理。类比呼探 1 井运行期落地油产生量，单井产生量约 0.2t/a，则一期油泥砂产量即为 0.2t/a，与事

故状态下产生的落地油同属于 HW08 类危险废物（废物代码：071-001-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

#### ※清管废渣

输气管线运营期会产生清管废渣，属于 HW08 类危险废物（废物代码：251-001-08，危险特性：毒性/T）。管线作业清管每年 1 次，清管废渣主要为管线老化碎屑和机械杂质，根据类比调查，一般每公里管线产生的清管废渣量平均约为 1.15kg，本项目集输管线长 44km，每次废渣量约 0.05t/a。

#### ※废机油

露点控制站各项装置检修时会产生废机油，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-214-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），类比同类站场，产生量约 3t/a，检修时采用密闭容器收集，送至玛河气田处理站暂存，最终交由有资质的单位处置。

#### ※废防渗材料

运营期采气井场及露点控制站日常巡检、检修过程中会有废防渗膜等废防渗材料产生，属于 HW08 类危险废物（废物代码：900-249-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），类比呼探区块运行数据，产生量约 1t/a。

#### ※废脱汞剂

露点控制站建有脱固体杂质撬，内设吸附填料和化学吸附剂（金属硫化物），用于去除天然气中的固体杂质和汞。运行过程中会产生废脱汞剂，属于 HW29 类危险废物（废物代码：072-002-29，危险特性：毒性/T），吸附饱和后由厂家进行更换，并负责处置废脱汞剂，根据设计，单次产生量为 2m<sup>3</sup>，更换频次约为 3 次每年，年产生量约 6m<sup>3</sup>。

表 4.6-6 一期固体废物产生情况一览表

产生位置	名称	类别	代码	主要成分	物料性状	危险特性	产生量
露点控制站	生活垃圾	/	/	塑料、果皮、纸屑等	固态	/	1.3t/a
	废机油	危险废物	900-214-08	石油类	液态	毒性、易燃性/T，I	3t/a
	废脱汞剂	危险废物	072-002-29	含汞废物	固态	毒性/T	1t/a
集输管线末端收球筒	清管废渣	危险废物	071-001-08	泥砂、石油类	固态	毒性/T	0.05t/a



采气井场	油泥砂	危险废物	071-001-08	泥砂、石油类	液固混合	毒性, 易燃性/T, I	0.6t/a
采气井场/露点控制站	废防渗材料	危险废物	900-249-08	石油类	固态	毒性	1t/a

## (2) 二期工程

## ①无组织废气源强核算

二期区块 3 口井全部投产, 露点控制站停用, 无组织废气主要产生于单井井场, 核算方法同前节, 详见下表。

表 4.6-7 排放系数、设备类型数量及污染物排放量 (二期)

设备类型		$e_{\text{TOC}}$ (kg/h/排放源)	设备数量 (个/台)	污染物排放量 (t/a)
单井	阀门	0.064	5	0.014
	法兰	0.085	10	0.036
	连接件	0.028	60	0.072
单口井合计		/	/	0.122
3 口井合计		/	/	0.366

## ②废水

二期运营期废水为井下作业时产生的压裂返排液、洗井废液, 具体产污系数及产生量见表 4.6-8。

表 4.6-8 压裂返排液及废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量
压裂返排液	263.98 m <sup>3</sup> /井·次	792m <sup>3</sup> /a
废洗井液	25.29 t/井·次	38t/a

## ③噪声

噪声主要包括井下作业噪声和罐车等交通噪声等, 噪声排放情况见表 4.6-9。

表 4.6-9 运营期噪声排放情况一览表

噪声源名称		声功率级[dB (A)]	排放规律	噪声特性
井场	井下作业	80~105	间歇	机械
罐车	交通噪声	60~90	间歇	机械

## ④固体废物

二期固体废物包括集输管线清管废渣; 井口旋流除砂器会产生油泥砂; 区块日常巡检维护还会产生废防渗膜等废防渗材料。

## ※油泥砂

二期油泥砂产量约 0.6t/a, 与事故状态下产生的落地油同属于 HW08 类危险废

物（废物代码：071-001-08，危险特性：毒性，易燃性/T，I），交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

#### ※清管废渣

二期清管频次不变，清管废渣产生量仍为 0.05t/a。

#### ※废防渗材料

二期废防渗膜产生于采气井场，产生量约 1.2t/a。

二期固废产生情况见下表。

表 4.6-10 二期固体废物产生情况一览表

产生位置	名称	类别	代码	主要成分	物料性状	危险特性	产生量
集输管线末端收球筒	清管废渣	危险废物	071-001-08	泥砂、石油类	固态	毒性/T	0.05t/a
采气井场	油泥砂	危险废物	071-001-08	泥砂、石油类	液固混合	毒性，易燃性/T，I	0.6t/a
采气井场	废防渗材料	危险废物	900-249-08	石油类	固态	毒性	1t/a

#### 4.6.3 退役期环境影响因素分析

退役期的环境影响主要为露点控制站停用、井区停采后进行一系列的清理工作。露点控制站的设施基本上为橇装设备，拆除后可重复使用。井区内退役期施工内容包括地面设施的拆除、封井、井场清理等，将产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的建筑垃圾进行集中收集，运至当地建筑垃圾填埋场。

#### 4.6.4 非正常及事故状态环境影响因素分析

项目一期非正常工况一是天然气露点控制站开停工、设备维检修等情况，非正常工况下的天然气全部进入火炬燃烧放空；二是井场紧急情况下井口天然气经井场放喷管线燃烧后放空；可能发生的事故主要有井喷、井漏、管线和储罐泄漏事故；二期非正常工况下天然气放空依托玛河气田处理站放空设施。

##### (1) 非正常工况污染物排放情况

露点控制站与单井天然气放空燃烧量一致，本次以露点控制站火炬为例进行核算。天然气露点控制站非正常工况下火炬最大放空量  $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ ，单次放空最大时长 12h，火炬设有储液器，高 35m，直径 350mm。参照《排污许可证申请与核发技术

规范《石化工业》(HJ853-2017)中火炬焚烧排放废气产污系数法进行核算:

$$E_{\text{火炬系统}} = \begin{cases} 2 \times \sum_{i=1}^n (S_i \times Q_i \times t_i) & \text{(二氧化硫)} \\ \sum_{i=1}^n (\alpha \times Q_i \times t_i) & \text{(氮氧化物、挥发性有机物)} \end{cases}$$

式中: D—核算时段内火炬排放废气中某种污染物产生量, kg;

n—火炬个数, 量纲一的量;

$S_i$ —核算时段内火炬气中的硫含量,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;

$Q_i$ —核算时段内火炬气流量,  $\text{m}^3/\text{h}$ ;

$t_i$ —火炬年运行时间, h;

$\alpha$ —排放系数,  $\text{kg}/\text{m}^3$ , 氮氧化物取 0.054, 总烃取 0.002。

本项目天然气中不含硫, 按上式计算非正常工况火炬燃烧废气污染物排放情况, 见下表。

表 4.6-11 污染源非常排放量核算表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放量 (t)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	年发生频次/次	应对措施
露点控制站放空火炬	装置发生事故, 检修时天然气需放空	氮氧化物	13.0	1080	12.0	1~2	通过火炬系统点燃放空
		总烃	0.5	40			

### (2) 井喷事故

井喷主要是在井下作业过程中发生的事故, 井喷影响范围一般是以井场为圆心, 半径 200m 的范围内。本项目中, 在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵, 均可能发生井喷事故。发生井喷事故时, 天然气、地层水、凝析油和洗井液等一同冲出井口, 很容易发生爆炸和火灾事故。天湾 2 井距离玛纳斯河最近约 13.3km, 即使发生井喷也不会对河道造成影响。

### (3) 井漏事故

井漏事故一般发生在钻井过程或井下作业修井过程中, 通常是由于套管破损或者固井质量不好, 导致钻井液或修井液漏入地层。漏层的类型、井漏的严重程度, 因漏失层位各不相同, 变化很大, 一旦发生井漏, 使大量钻井液或修井液漏失, 除造成经济损失外, 还可能对地下含水层和油层造成一定的污染和危害。

## (4) 管道泄漏

由于腐蚀、误操作等原因，集输管线及储罐发生破裂导致油品泄漏，造成环境污染。

## 4.6.5 污染物排放量汇总

本项目污染物排放情况见表 4.6-12、表 4.6-13。

表 4.6-12 区块一期运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.443t/a	0.443t/a	加强设施动静密封点检修，稳定凝析油采用带压储罐存储，装载时采用底部装载，并采取气相平衡措施；废气以无组织形式逸散
	非正常工况火炬放空	NO <sub>x</sub>	13.0t	13.0t	火炬底部设有储液器，定期检修，确保天然气充分燃烧，烟气排入环境空气
总烃		0.5t/a	0.5t/a		
废水	采出水、井下作业废液	石油类、COD	3800m <sup>3</sup> /a	0	送 81#联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏
	生活污水	COD、氨氮、SS	42m <sup>3</sup> /a	0	送玛纳斯县生活污水厂处理
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	采取基础减振等消声降噪措施
固体废物	生活垃圾	/	1.3t/a	1.3t/a	送玛纳斯县生活垃圾填埋场
	废机油	石油类	3t/a	0	产生后清运至玛河气田处理站内进行暂存，最终交由有资质的单位处置
	废防渗材料	石油类	1t/a	0	
	清管废渣	泥砂、石油类	0.05t/a	0	
	油泥砂	泥砂、石油类	0.6t/a	0	
废脱汞剂	含汞废物	1t/a	0	由厂家负责更换和处置	

表 4.6-13 区块二期运营期污染物产生及排放一览表

类别	污染源	污染物名称	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	无组织排放	非甲烷总烃	0.366t/a	0.366t/a	加强设施动静密封点检修；废气以无组织形式逸散
废水	采出水、井下作业废液	石油类、COD	3800m <sup>3</sup> /a	0	送 81#联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏
噪声	站场机泵及罐车	连续等效 A 声级	/	/	采取基础减振等消声降噪措施
固体废物	废防渗材料	石油类	1t/a	0	产生后清运至玛河气田处理站内进行暂存，最终交由有资质的单位处置
	清管废渣	泥砂、石油类	0.05t/a	0	
	油泥砂	泥砂、石油类	0.6t/a	0	

## 4.7 总量控制指标

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目

产生的采出水、井下作业废液集中收集后由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理达标后回注油藏，不外排，故不对化学需氧量、氨氮进行总量控制；本项目非甲烷总烃为无组织排放量，无需进行总量控制指标申请。

## 4.8 清洁生产分析

所谓清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

清洁生产是一种新的、创造性的思维方式，它以节能、降耗、减污、增效为目标，以技术和管理为手段，通过对生产全过程的排污审核、筛选并实施污染防治措施，以消除和减少工业生产对人类健康与生态环境的影响，达到防治污染、提高经济效益的双重目的。

本项目为气田开发建设项目，生产过程主要包括采气、集输、处理及辅助生产等。针对项目特点，本次评价对井下作业工艺清洁性、污染防治措施先进性及集输工艺先进性进行清洁生产分析。

### 4.8.1 清洁生产水平技术指标对比分析

#### (1) 指标分析

石油天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、污染物产生指标、废物回收利用指标和环境管理要求等。根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）对本项目的清洁生产水平进行评价。

本项目井下作业、采气和集输处理作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值见表 4.8-2、表 4.8-3。

#### (2) 综合评价指数考核评分计算

综合评价指数考核总分值的计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数

$P_1$ —定量评价考核总分值；

$P_2$ —定性评价二级指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标表 4.8-1。

表 4.8-1 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

由表 4.8-2、表 4.8-3 计算可得：

——井下作业：定量指标 80 分，定性指标 100 分，综合评价 91 分。

——采气和集输：定量指标 100 分，定性指标 100 分，综合评价 100 分。

综上所述，本项目清洁生产水平为清洁生产先进企业。

表 4.8-2 井下作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分
(1) 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	25.29	0
		新鲜水消耗	m <sup>3</sup> /井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	-	10	行业基本水平	基本水平	10
(2) 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
(3) 资源综合利用指标	20	落地原油回收利用率	%	10	100	100	10
		生产过程中排出物利用率	%	10	100	100	10
(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m <sup>3</sup> /井次	10	≤3.0	0	5
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10；乙类区：≤50	0	5
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100；乙类区：≤150	0	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区：≤50；乙类区：≤70	0	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井次	5	符合环保要求	0	5
定性指标							
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分	
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备		5	5	
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压		5	5	
		防溢设备（防溢池设置）	具备		5	5	
		防渗范围	废水、使用液、原油等可能落地处		5	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理		10	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施		10	10	
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	40	建立 HSE 管理体系并通过验证			15	15	
		开展清洁生产审核			20	20	
		制定节能减排工作计划			5	5	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	20	

表 4.8-3 采气定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标						本项目		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值	估算值	评分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: $\leq 65$ 稠油: $\leq 160$ 天然气: $\leq 50$	12.65	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热利用率	%	10	$\geq 60$	不涉及	10	
		油井伴生气回收利用率	%	10	$\geq 80$	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	$\geq 90$	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	%	5	$\leq 10$	0	5	
		COD	%	5	甲类区: $\leq 100$ ; 乙类区: $\leq 150$	0	5	
		落地原油回收利用率	%	10	100	100	10	
		采油废水回用率	%	10	$\geq 60$	100	10	
		油井伴生气外排率	%	10	$\leq 20$	0	10	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标			指标分值	本项目评分		
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好	5	5	
		采气	采气过程醇回收设施		10	/	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		20	/	20	20
		集输流程			全密闭流程, 并具有凝析油回收装置		10	10
(2) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过验证			10	10		
		开展清洁生产审核			20	20		
		制定节能减排工作计划			5	5		
(3) 环保政策法规执行情况	20	建设项目“三同时”执行情况			5	5		
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	5		
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	5		
		老污染源限期治理项目完成情况			5	5		



## 4.8.2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》要求的对比分析

本项目采取的各项环保措施符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中相关要求，相符性分析详见表 4.8-4。

表 4.8-4 本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》的相符性分析

序号	《规范》中相关规定	本项目采取的相关措施	相符性分析
1	资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式；因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求；应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地；应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目的建设符合相关规划，符合区域“三线一单”中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险防控、资源利用效率相关要求；针对气藏类型选用专用开采设备，从采气及井下作业均符合清洁生产要求；报告提出，要按照规定对占地进行补偿，施工结束后临时占地要及时恢复，退役期要及时释放永久占地	符合
2	应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	项目不涉及钻井作业	符合
3	油气开发全过程应采取措施防止地下水污染，建立动态监测评估、处理及报告机制	井下作业带罐作业；运营期设水质监测井，落实地下水监测计划	符合
4	防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	项目建成后归属采气一厂管辖，采气一厂具备完善的应急管理体系，项目建成后应将本项目实施范围纳入其应急预案，并及时对应急预案进行修编	符合
5	按照减量化、资源化、再利用的原则，综合开发利用油气藏伴生资源，综合利用固体废弃物、废水等，发展循环经济；气田伴生资源综合利用：与甲烷气伴生的凝析油综合利用率不低于 90%；油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%；油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方	项目凝析油全部回收，稳定后作为石化原料销售；采出水进油田采出水处理系统，出水用于油气田注水开发，不外排；井下作业带罐作业，防止落地油产生；危险废物交由有资质的单位处置	符合

	式；油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收		
6	建设数字化油气田，实现企业生产、经营、管理的信息化；结合生产实际分级建立监控平台，达到油气生产、计量、集输与处理等主要环节自动化、数字化远程监控管理；建立场站区监控系统，实时采集流量、压力、液位、可燃气体浓度等信息，录入生产运行中人工化验或记录数据，进行系统化实时监控管理；利用人工智能、网络信息等技术，实现对油气田矿区经营、生产决策、环境监测治理、设备控制和安全生产的信息化管理	站控系统采用 PLC 可编程逻辑控制器，井场则将采气树及采气管线压力信号均上传至液控柜 RTU，再将液控柜 RTU 通过网线接至本次新建工业级交换机，通过光缆将数据上传至露点控制装置中控室新建 PLC 系统。实现全过程自动化管理	符合

由表表 4.8-4 可知，本项目建设符合《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》中的相关要求。

#### 4.8.3 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了天然气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

## 5 环境质量现状调查与评价

### 5.1 自然环境现状调查与评价

#### 5.1.1 地理位置

天湾区块位于昌吉回族自治州玛纳斯县，输气管线跨越玛纳斯县、沙湾市和石河子市三个行政区，新建露点控制站位于玛纳斯县中心城区南部约 31km 处，清北 1 井西距玛纳斯河约 12km，输气管线终点位于石河子市中心城区西南偏南方向约 10.5km。地理位置详见下图。

图 5.1-1 本项目地理位置示意图

### 5.1.2 地形、地貌

天湾区块位于玛纳斯县南部丘陵地带，管道沿线地貌为山区和平原，山区段管线长度约 12.4km，平原段长度约为 31.6km。沿线占地类型主要为天然牧草地。

### 5.1.3 水文地质

#### (1) 地表水

天湾区块西部为玛纳斯河，露点控制站边界距其约 16km，清北 1 井距其约 12km 集输管线施工时穿越玛纳斯河 1 次。

玛纳斯河流域位于新疆天山北麓中段、准噶尔盆地南缘，流域总面积 26500km<sup>2</sup>。发源于天山北坡依连哈比尔尕山，流域呈扇形经流石河子市、玛纳斯县、沙湾市、克拉玛依市的小拐镇及兵团第八师、第六师十九个大型国营农场。自源头至小拐镇，全长约 324km，尾间为已经干枯的玛纳斯湖，河流沿程汇入清水河等大小支流 10 多条，山区（红山嘴以上）5156km<sup>2</sup>，集水区平均海拔 3000m，年平均径流量 12.526×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>。平均流量 39.7m<sup>3</sup>/s。属季节性河流，具有季节性周期变化的特点。一般水量集中在 6 月至 8 月，11 月至次年 3 月处于枯水期。

#### (2) 地下水

玛纳斯地区地下水埋藏丰富，中部的洪积、冲积扇缘地带地下水接近地表溢出，形成带状沼泽、溢水泉和小溪。全县泉水流量为 1.636m<sup>3</sup>/s，折合水量 159.32×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。天湾区块内地下水类型为基岩裂隙水。

### 5.1.4 气候气象

玛纳斯县位于大陆腹地，年平均气温为 2.9℃~6.8℃，极端最高气温为 43.1℃，极端最低气温为-42.8℃，年较差为 43.5~44.7℃。年降水总量为 117.2~543.5mm，年蒸发量最高可达 1194.4mm。相当于降水量的 4~11 倍。冬季严寒，夏季酷热，降水少，空气干燥，是典型的大陆性气候。玛纳斯县前山、平原和沙漠地区属于中温带，中山和后山属于寒温带。

玛纳斯全年地面风的主导风向是西南风，频率为 16%，次主导风向为西风，年均静风频率 18%，大风多发生在春、夏、秋季，平均风速最小的一月份也达

2.0m/s。

## 5.2 环境保护目标调查

项目永久占地类型均为天然牧草地，涉及的环境敏感区为自治区级水土流失重点治理区和玛纳斯河。

### 5.2.1 自治区级水土流失重点治理区

根据《新疆维吾尔自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》（新水水保〔2019〕4号），项目区所在玛纳斯县、沙湾市位于Ⅱ<sub>2</sub>天山北坡诸小河流与流域重点治理区；根据《新疆生产建设兵团水土保持规划》（2015-2030年），本项目集输管线在石河子市境内不涉及水土流失重点治理区和重点预防区。根据项目区地表植被、土壤状况、气象等资料综合分析项目区环境状况，同时结合《土壤侵蚀分类分级标准（SL190-2007）》判断项目区内属于轻度风力侵蚀、微度水力侵蚀区。区域水土流失类型以强度水力、中度风力侵蚀为主，存在问题为过度开荒破坏地表灌草植被，以及河水冲刷、洪水携带大量泥沙，导致区域水土流失严重。预防和治理的方向为加大退耕还林、还草，针对山洪沟道，采取拦、蓄、引、堤等工程对坡面、沟道进行全面治理。重点推行水土流失治理的行业为煤矿行业、石油天然气行业和城区建设

本项目为天然气开采行业，属于区域重点推行水土流失治理的行业，建设单位应按照《中华人民共和国水土保持法》《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434—2018）相关要求编制水土保持方案。项目水土流失防治应执行建设类项目一级标准，工程主体设计中应进一步优化施工工艺，加强防治措施以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

### 5.2.2 玛纳斯河

#### （1）河流概况

项目区西侧为玛纳斯河肯斯瓦特-135团7连河段，天湾2井距其最近为13.5km。根据《新疆水环境功能区划》该河段使用功能为工业、农业用水，为Ⅲ类水体。玛纳斯河为季节性河流，流量随季节有明显波动，平均流量39.7m<sup>3</sup>/s，枯水

期（11月至次年3月）流量仅占全年流量的7%~15%。输气管道穿越玛纳斯河河道施工长度约2300m，其中河道中心道段长约500m，剩余1800m为岸线控制边界与河道之间的滩地。河道两岸有部分林地，树种为榆树、白杨，为人工林。

#### （2）水生生态现状调查

输气管道穿越玛纳斯河穿越点位于肯斯瓦特水利枢纽下游约14km处（见），本次评价引用《肯斯瓦特水利枢纽工程环境影响后评价报告书》现状调查资料，调查时间为2020年9月。

图 5.2-1 本项目输气管道与肯特瓦斯水利枢纽设施、调查断面的位置关系

根据调查结果，肯斯瓦特坝下浮游植物有 10 种，主要种属为硅藻门，优势种为针杆藻、等片藻等；浮游动物有原生动物 4 种、轮虫 4 种、枝角类 2 种、桡足类 3 种，优势种为壳肉足虫类和矩形龟甲轮虫；底栖动物主要由水生昆虫、水生寡毛类和软体动物为主，主要分布在附属水体中，主河道由于水流湍急，分布较少；玛纳斯河整个监测流域内鱼类及虾蟹类品种 37 种，其中土著鱼种 5 种，其余为人工引种、移植鱼等。土著鱼类有新疆裸重唇鱼 *Gymnodiptychus dybowskii* (Kessler)、新疆高原鳅 *Triplophysastrauchii* (Kessler)、穗唇须鳅 *Barbatula labiata* (Kessler)、斯氏高原鳅 *Triplophysastoliczkae* (Steindachner) 和小体高原鳅 *Triplophysa (Hedinichthys) minuta* (Li)，主要分布在肯斯瓦特库区及以上河段，调查期间在坝下捕到 2 尾新疆裸重唇鱼。坝下至十户窑段不是土著鱼类的主要生境，该河段内无鱼类的自然产卵场、越冬场、索饵场和洄游通道，也无人工水库等养殖场所分布。

## 5.3 环境质量现状调查与评价

### 5.3.1 大气环境质量现状调查与评价

#### (1) 区域大气环境质量达标判定

根据《2021 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》中统计数据及结论，“乌-昌-石”区域环境空气质量较差，属于不达标区。超标因子主要为 PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>，其余因子满足环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准，详见表 5.3-1。

表 5.3-1 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测因子	评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率 (%)	达标情况
SO <sub>2</sub>	年平均值	9	60	15.0	达标
NO <sub>2</sub>	年平均值	30	40	75.0	达标
PM <sub>10</sub>	年平均值	79	70	112.9	超标
PM <sub>2.5</sub>	年平均值	47	35	134.3	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.9 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	4 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	22.5	达标
O <sub>3</sub>	最大 8 小时平均第 90 百分位数	88	160	55.0	达标

## (2) 特征污染物环境质量现状评价

## ① 监测因子及监测点位

监测因子：特征污染物为 NMHC。

监测点位：本次在区块设 2 个监测点，编号分别为 G1、G2，G1 点位于露点控制站西南方向约 1.5km 处，G2 点位于露点控制站东北方向约 1.2km 处；G1 点坐标：\*\*、G2 点坐标：\*\*，点位分布见图 5.3-1。

## ② 监测时间及监测单位

监测时间：2022 年 12 月 14 日~12 月 20 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

## ③ 评价标准

NMHC 参照《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中的推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 执行。

## ④ 评价方法

采用最大占标率法来评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

$P_i$ —第  $i$  种污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

$C_i$ —污染物  $i$  的实测浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ —污染物  $i$  的环境空气标准浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

## ⑤ 评价结果

具体监测数据及评价结果详见表 5.3-2。

表 5.3-2 大气环境质量现状监测及评价结果一览表

监测点位	监测因子	评价指标	现状浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	标准值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大占标率 (%)	达标情况
G1 点，露点控制站西南方向约 1.5km 处	NMHC	一次值	320~560	2000	28	达标
G2 点，露点控制站东北方向约 1.2km 处			340~560	2000	28	达标

根据表 5.3-2 可知，项目区 NMHC 监测浓度满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值 2.0mg/m<sup>3</sup> 要求。



图 5.3-1 本项目环境质量现状监测布点示意图

### 5.3.2 水环境质量现状调查与评价

#### (1) 数据来源

天湾区块位于山地，地下水埋藏类型为基岩裂隙水，受工程地质及地下水埋藏类型限制，不具备打井的条件。本次评价引用区块下游十户窑水源井以及玛河气田处理站下游监测井监测数据，点位分布见图 5.3-1，点位基本信息及与项目区的位置关系见下表。

表 5.3-3 地下水监测井基本信息

监测点位	地下水类型	坐标	与项目区的位置关系	监测时间
D1: 沙地酒庄水井	潜水			
D2: 石河子南湾村水井	潜水			
D3: 经济开发区4连水井	潜水			
D4: 十户窑水井	潜水			

#### (2) 监测因子

监测因子包括 pH 值、总硬度、溶解性总固体、石油类、耗氧量、氨氮、氰化物、氯化物、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、硫酸盐、汞、镉、六价铬等，采样时间为 2020 年 11 月 26 日。

#### (3) 评价标准

执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III类标准。

#### (4) 评价方法及结果

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

$$P_i = C_i / C_{si}$$

式中： $P_i$ ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子  $i$  在第  $j$  取样点的浓度，mg/L；

$C_{si}$ —— $i$  因子的评价标准，mg/L；

pH 的单项标准指数表达式为：

$$\text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$




### 5.3.3 声环境质量现状调查与评价

#### (1) 监测点位

根据井场、站场及管线分布特点，本次共布设 9 个监测点，监测点坐标见表 5.3-5，点位分布见图 5.3-1。

表 5.3-5 噪声监测点坐标一览表


#### (2) 监测单位及监测时间

监测时间：2022 年 12 月 14 日~15 日。

监测单位：新疆环疆绿源环保科技有限公司。

#### (3) 评价标准

执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准限值。

#### (4) 评价方法

监测值与标准值直接比对，说明噪声源强是否超标。

#### (5) 评价结果

声环境现状监测结果见表 5.3-6，由监测结果可知，项目区背景噪声值昼、夜均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准要求。

表 5.3-6 声环境现状监测结果 [单位：dB (A)]



### 5.3.4 土壤环境质量现状评价

#### (1) 监测点位

根据国家土壤信息服务平台数据，天湾区块土壤类型为棕钙土和灰漠土。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求共布设 6 个监测点。监测点坐标见表 5.3-7，点位分布见图 5.3-1。

表 5.3-7 土壤监测点位



#### (2) 监测因子

S1、S2 和 S3 点的监测因子为石油烃。

S4 监测因子为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的基本项目、石油烃，共计 46 项。

S5、S6 监测因子为《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中 pH、基本项目和石油烃，共计 10 项。






S5、S6 点监测结果见表 5.3-10，评价结果表明土壤各项监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 筛选值要求。

表 5.3-10 S5、S6 点基本项目监测结果及评价结果一览表 单位：mg/kg


### 5.3.5 生态环境现状调查与评价

#### (1) 生态系统功能及结构

根据《新疆生态功能区划》，项目区位于“II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区—II<sub>5</sub> 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区—26 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区”，主要生态功能为工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制。

项目区涉及的生态系统类型有草地生态系统和河流生态系统。草地生态系统结构简单，主要由单一草本层片组成，零星有灌木丛或乔木生长。河流生态系统受季节、梯级发电站和灌溉影响较大，本项目穿越处，河漫滩宽，河流浅，底部多为卵砾石结构，导致该处生态系统的结构较为简单，现场踏勘时（2 月）河道基本被雪



覆盖，小部分被冰封。

## (2) 土地利用现状与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，详见图 5.3-2，天湾区块的土地利用类型为天然牧草地。

受气候影响，项目区草地地表植被稀疏，结合征地文件，按照五等草地计算其生物损失量，每公顷鲜草量按照第 8 级草地标准计算，即  $750\text{kg}/\text{hm}^2$ 。

## (3) 土壤类型

评价区土壤类型有栗钙土、棕钙土 2 种，其中天湾区块内为棕钙土，详见图 5.3-3。

栗钙土发育于温带半干旱草原植被下。其主要特征是剖面上部呈栗色，下部有菌丝状或斑块状或网纹状的钙积层。具有较明显的腐殖质累积和石灰的淋溶-淀积过程，并多存在弱度的石膏化和盐化过程。表层为栗色或暗栗色的腐殖质量，厚度为  $25\sim 45\text{cm}$ ，有机质含量多在  $1.5\sim 4.0\%$ ；腐殖质层以下为含有多量灰白色斑状或粉状石灰的钙积层，石灰含量达  $10\sim 30\%$ 。

棕钙土发育于温带荒漠草原植被下的土壤。地表多砂砾石，剖面上部呈褐棕色，下部为粉末层状或斑块状灰白色钙积层，自然植被组成趋于旱化，生物量低，土壤腐殖质积累作用弱，有机质含量低；钙积作用强，钙积层在剖面中位置较高；呈碱性至强碱性反应，阳离子交换量较低，吸收性复合体为盐基所饱和，其中钠离子所占比例较高；质地较粗，多属砂砾质、砂质和砂壤质、轻壤质，土体中钙质有较明显移动。

## (4) 动植物现状调查与评价

### ① 植物资源

项目区地处准噶尔盆地南缘，天湾区块植被类型有温带半灌木、矮半灌木荒漠以及温带多汁盐生矮半灌木荒漠。详见图 5.3-4。

天湾区块占地类型为天然牧草地，植被以蒿类为优势种，项目区主要分布的是博乐绢蒿，是菊科绢蒿属多年生超旱生半灌木，具有较高的营养价值和饲用价值，是蒿类荒漠荒漠中的优良牧草。伴生种有木地肤、小蓬、角果藜、猪毛菜，早春有大量的短命类植物，如弯果葫芦巴等植物（来源：《短期封育对博乐绢蒿荒漠群落特征和碳密度的影响》，别尔达吾列提等）。据调查评价区域内没有保护植物分布。

## ②动物资源

天湾区块位于山地丘陵带，野生动物有马鹿、野猪、野山羊、麻雀、粉红椋鸟等，输气管道后段进入油田开发区域，受人类活动影响，野生动物主要为鸟类、爬行类的蜥蜴和哺乳类的啮齿动物。

### 5.3.6 区域沙化土地现状

根据《新疆维吾尔自治区第五次沙化土地监测面积汇总表》（2014年）可知，项目区为非沙化土地，详见图 5.3-5。

根据国家林业局发布的《61个国家沙化土地封禁保护区名单》，全疆沙化土地封禁保护区 17 个，封禁保护面积达 362.55 万亩，本项目所在区域不涉及沙化土地。

图 5.3-2 项目区土地利用类型图

图 5.3-3 项目区土壤类型图

图 5.3-4 项目区植被类型图

图 5.3-5 项目区土地沙化现状示意图

## 6 环境影响预测与评价

### 6.1 施工期环境影响预测与评价

#### 6.1.1 施工期大气环境影响分析

废气主要为施工扬尘、施工机械及施工车辆尾气。

##### (1) 施工扬尘

在站场、管线、道路及供电线架空敷设等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。

##### (2) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工期使用柴油机、柴油发电机组和运输车辆等会产生燃料燃烧废气。施工期废气排放时段较为集中，属于阶段性排放源，随着施工的结束而停止排放。各类施工机械设备均使用符合国家标准的燃料，由于项目区地域空旷，扩散条件良好，对周围环境影响较小。

#### 6.1.2 施工期水环境影响分析

##### (1) 管道试压废水

管道试压采用清水，产生的废水中污染物主要为悬浮物，用于项目区的洒水抑尘，对项目区地下水环境基本无影响。

##### (2) 管线施工对地下水的影响

本项目集输管线敷设埋深最深为 2.5m，采气管线埋深 1.8m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液，可能进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于管线施工期短，发生降水淋滤的可能性很小，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设不会对地下水造成不利影响。

##### (3) 管线施工对地表水的影响

根据现场踏勘，查阅相关资料，结合卫星影像资料，拟穿越玛纳斯河处河漫滩

宽阔，水位浅；河床地质不适宜采用定向钻和顶管穿越。集输管线穿越玛纳斯河采用大开挖方式，建设围堰和导流渠。大开挖直埋穿越可能会使河水中泥沙含量增加，对河流水质会产生短期影响；管沟回填后多余土石方处置不当可能造成河道淤积和水土流失。

施工期优先选在枯水期，具体施工时间应与当地水利部门沟通后确定，确定施工后可与穿越河道处上下游水电站运营管理部门协作，有效控制河流水量。由于管线穿越长度不大，施工期短，管线敷设完毕后即可恢复水流，对地表水的影响是短时的。

### 6.1.3 施工期声环境影响分析

噪声源主要为施工机械及车辆，源强一般为 85~105dB (A)。根据现场调查，本项目声环境评价范围内没有固定居住人群等声敏感目标，不会造成扰民现象，施工期的噪声仅对施工人员产生影响。通过类比调查可知，施工期场界外 200m 处可达到《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011) 中限值要求。

### 6.1.4 施工期固体废物环境影响分析

本项目挖方全部回填，无弃方，固体废物主要为地面工程建设过程中产生的建筑垃圾。

施工过程中使用材料产生的废边角料等尽量由施工单位统一回收利用，废包装物、废砖块等无法再利用的集中堆放，定期送至当地建筑垃圾填埋场。

### 6.1.5 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种原辅料及废弃物污染影响。

#### (1) 对土壤结构的影响

站场建设、管道敷设和道路等的施工作业不可避免地会对土壤带来扰动，主要表现为土石方作业对土壤稳定层次的破坏，以及车辆行驶和机械施工碾压对土壤紧实度的影响。

在施工中，设备碾压、人员踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响，各种车辆



（尤其是重型卡车）在地表上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长。而开挖作业则会改变土壤层次，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。这种影响在站场、管线和道路的建设活动中普遍存在。

### （2）对土壤肥力的影响

土壤在形成过程中具有一定的分层特性，一般来说表层为腐殖质层，中层为淋溶积淀层，底层为成土母质层。腐殖质层是草本根系分布密集区，是土壤肥力、水分集中分布区。对本项目而言，管道的开挖和回填过程中势必会对土壤原有层次产生扰动和破坏，若不同质地、不同层次的土壤混合，将直接影响草地的生长。

### （3）施工期污染影响分析

施工期各种原辅料堆放，如各类施工设备、原辅料堆放及各类施工废弃物暂存等，若遇防渗措施破损或大雨淋滤等情况，导致物料泄漏、废弃物渗滤液直接进入土壤，对土壤造成污染影响。

## 6.1.6 施工期生态环境影响分析

施工期生态影响主要表现为占地影响，包括集输管线和井场、站场等工程占地，占地分为井场、道路和天然气露点控制站等的永久占地，以及场站施工、集输管线和集输管线的临时占地。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤—植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

### （1）对植物影响分析

天湾区块工程占地类型为天然牧草地，各项作业对植被的主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。场站永久占地表土地面被各种构筑物或砾石覆盖，永久性的改变了原有土地的利用类型，

对原有植被造成了永久的破坏。临时性占地在工程结束后土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及土壤稳定结构却发生了较大的变化地表保护层被破坏后，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，被破坏的地表野生植被将在一定时期内可逐步恢复。

项目一期占用天然牧草地的总面积为 807060m<sup>2</sup>，其中永久占地 121500m<sup>2</sup>，临时占地 4000m<sup>2</sup>；二期总占地为 83370m<sup>2</sup>，其中永久占地 4792m<sup>2</sup>，临时占地 78400m<sup>2</sup>。临时占地范围内天然牧草地的植被初级生产力在施工结束的 2 年~3 年中将逐步恢复。根据设计资料，项目区草地地表植被稀疏，结合征地申请文件，按照五等草地计算生物损失量，每公顷鲜草量按照第 8 级草地标准计算，即 750kg/hm<sup>2</sup>，则本项目临时占地范围内草地生物损失量为 55t/a，当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将逐渐减少。

## ②施工人员活动对植物的影响分析

井区开发建设过程中大量人员、机械进入项目区，使项目区环境中人类活动频率大幅度增加，对植物的影响主要表现在人类和机械对植物的踩踏和碾压，使原生植被生境发生较大变化。非居住区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被踩踏和自然植被覆盖率减少，使得工程区域内局部地带植被灭失。

### (2) 对动物影响分析

施工期对野生动物的影响分为直接影响和间接影响两个方面，主要表现在对生存环境、分布范围和种群数量的影响。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。天然气集输处理工程和道路等施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰、人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

### (3) 对景观及生态系统结构、功能影响分析

#### ①景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由

相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

气田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，就本项目而言，它是由草地生态系统、河流生态系统、道路等景观相间组成。项目井场、露点控制站以及道路等永久设施在草地生态系统，项目的建设在原有草地景观中增加了站场斑块，道路形成景观廊道，增加景观多样性的同时，也增加了原景观基底的破碎程度。

穿越河流时为临时穿越，施工结束后及时对场地进行清理平整，施工区景观可与原有景观相协调。

### ②对生态系统结构、功能的影响

施工建设活动势必会原有生态系统结构的完整性造成一定破坏影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动终断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。对草地生态系统而言，其主要生态功能是提供畜牧产品，项目临时占用的草地，在施工结束后可逐渐恢复其生态功能，站场等永久占地则永久的改变了土地的利用类型，但因项目永久占地相较于整个区域而言，占比非常小，对畜牧产品供给的影响是微小的。

综上所述，项目实施对生态结构、功能造成的不利影响均在可接受的范围内。

### ③生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统以草地生态系统为主，生态系统较为简单，由于项目所在区域地表较干燥，导致项目区自然植被盖度较低，在 10~20%左右，项目所在区域植物种类少。从现场调查来看，目前草地生态系统受人为干扰较小，基本保持自然生态环境，生态完整性较好。本项目建设施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

### (4)对河道水生生物的影响

本次穿越玛纳斯河道采取围堰导流方式施工，不改变河流流量，对下游生态用水影响不大。施工管沟开挖会破坏河床原本稳定结构，破坏底栖生物生境；水文情势的改变对浮游生物生境也造成一定影响；由于施工段不是土著种主要生境，无鱼

类天然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道分布，且设有导流渠，对鱼类生境影响不大。此外，管线穿越河道有水段长度约 500m，大多为浅水滩地，施工期短暂，总体而言，对水生生物影响不大。

### 6.1.7 水土流失影响分析

本项目区位于自治区级水土流失重点治理区内。根据项目区地表植被、土壤状况、气象等资料综合分析项目区环境状况，同时结合《土壤侵蚀分类分级标准（SL190-2007）》判断项目区内属于轻度风力侵蚀、微度水力侵蚀区。

就本项目而言，施工期管沟的开挖、填筑、机械碾压、施工人员踩踏等，均会造成地表扰动，稳定结构破坏，地表裸露，土质疏松，在风力和水力的作用下会诱发水土流失，在未采取防护措施之前遇到大风天或暴雨易产生水土流失，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。管线穿越河道段为强度水力侵蚀区，大开挖穿越河道时，管沟的开挖破坏了原有的稳定结构，若开挖土方保存不当，或围堰质量不合格，以及遇到洪水时，都将加剧河道水土流失。

类比同类工程，通过采取土方压实堆放，并采用苫布遮盖，定期洒水，可有效减小风蚀。对于河道的水力侵蚀，通过在河底面砌干砌片石，两岸护坡设浆砌块石护岸等措施进行防治。经采取上述措施，项目的实施不会加剧区域的水土流失程度。

## 6.2 运营期环境影响预测与评价

### 6.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

#### （1）相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

#### （2）模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的 AERSCREEN

模型进行估算。

### (3) 估算模型使用数据来源

#### ①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取 (<http://srtm.csi.cgiar.org>)，符合导则要求。

#### ②地表参数

项目大气评价范围占地类型主要为天然牧草地，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.29	1.75	0.04025

#### ③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-42.8℃	43.1℃	0.5m/s	10

### (4) 估算模型参数

估算模型参数选择见表 6.2-3。

表 6.2-3 估算模型参数选择一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		40
最低环境温度/℃		-42
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

### (5) 污染物源强

污染物源强及排放参数见表 6.2-5。

表 6.2-4 面源参数表

编号	名称	面源各顶角坐标/m		面源长度/m	面源宽度/m	面源海拔高度/m	面源有效高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)
		X	Y							
M1	单井井场 (以天湾1井为例)			55	45	1103	5	7920	正常工况	0.015
M2	露点控制站			169	127	1123	5	7920	正常工况	0.041

(6) 预测结果

预测结果详见表 6.2-7。

表 6.2-5 主要污染源估算模型计算结果一览表(无组织源)

下风向距离/m	露点控制站		单井井场	
	NMHC		NMHC	
	预测质量浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	预测质量浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%
10	9.480	0.47	12.497	0.62
97	/	/	16.569	0.83
100	21.120	1.06	16.561	0.83
200	25.519	1.28	15.008	0.75
268	26.038	1.30	/	/
300	25.902	1.30	12.913	0.65
400	24.439	1.22	11.102	0.56
500	22.379	1.12	9.637	0.48
600	20.351	1.02	8.480	0.42
700	18.613	0.93	7.571	0.38
800	17.041	0.85	6.821	0.34
900	15.680	0.78	6.217	0.31
1000	14.528	0.73	5.701	0.29
D <sub>10%</sub> 最远距离	268m		97m	

由预测结果可知：本项目各大气污染物占标率较小，其短期浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，周边无固定人群居住，

对区域大气环境影响较小。

#### (6) 大气环境影响评价结论

本项目运营时期为持续的长期影响，项目区大气扩散条件较好，经预测对大气污染物浓度贡献值小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，厂界 NMHC 浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728—2020) 中企业边界污染物控制要求，项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

### 6.2.2 运营期地下水环境影响分析

#### (1) 水文地质条件概况

玛纳斯县南部为山区和丘陵区，由玛纳斯背斜的北翼构成，北部扇区与山体之间为一条南东西向的断裂所分割。冲洪积扇地形是南东高、北西低，是干旱半干旱地区。山前冲洪积扇的水文地质特征、地下水的形成及运动受地质构造、地形地貌及水文气象等因素控制，整个冲洪积扇区分布在巨厚的第四系松散沉积物中，受基底控制，其厚度南西厚、北东薄，整个扇区从山丘区至山前冲洪积平原至沙漠构成了一个基本完整的地下水补给、径流、排泄系统。

#### (2) 区域水文地质条件

玛纳斯县以玛纳斯河、塔西河冲洪积扇为主体，其南部低山丘陵区由玛纳斯背斜的北翼构成，北部扇区与山体之间为一条近南东向的断裂所分割，冲洪积地形南、东高，北、西低，具有干旱、半干旱地区山前冲洪积扇的水文地质特征，地下水的形成及运移受地质构造、地形地貌及水文气象等因素的控制。整个冲洪积扇区分布巨厚的第四系松散堆积物，受基底控制，其厚度南、西厚，北、东薄，整个扇区从山丘区-山前冲洪积平原-冲湖积平原-沙漠构成了一个基本完整的地下水补、径、排系统。玛纳斯河、塔西河河水是区域地下水主要的补给来源，两河出山口后散流于冲洪积平原之上，主河道比较宽阔，河水散布面积广。区域南部的山前倾斜砾质平原，地层岩性为巨厚的砂卵砾石，颗粒粗大，具有良好的储水空间和径流条件，构成富水区和强径流带，形成了由南向北的水平径流。河水在山前倾斜砾质平原渗漏补给，成为区内地下水最主要的补给来源。另外，区内农业耕地广布，渠系

密集，灌溉的垂直渗漏也成为区内地下水补给来源之一。区内降水稀少、气候干燥、地面蒸发强烈，故大气降水对地下水的补给极其微弱。

### (3) 区域地下水补、径、排概况

区域地下水类型有山区基岩裂隙水和山前平原第四系孔隙水。山区基岩裂隙水直接受气候垂直分布规律的控制，南部高山区有终年积雪，降水量大，基岩裂隙水丰富；而低山丘陵气候干旱，基岩裂隙水贫乏。山区冰雪溶水及降雨大量补给河流；另一方面又沿裂隙渗入补给基岩裂隙水，并在深切沟谷两旁以泉的形式溢出汇流成溪。山区丰富的水源，主要以河流形式注入盆地，补给第四系松散堆积层中孔隙水。

山区河流出山口后，流经冲洪积扇适水性良好的砾石带，在天然状态下，玛纳斯河渗漏率为 40%，塔西河渗漏率 67%，河水大量渗漏，成为平原区地下水的主要来源。

扇区内自扇顶向扇缘夹有明显的水文地质分带规律，溢出带以南为单一结构的卵石、砂砾石含水层，潜水埋深自扇顶的 150m 左右向北逐渐变浅，到乌伊公路一线，潜水埋深 50m 左右，到溢出带附近，潜水埋深 5m 左右，溢出带以北为双层结构的潜水——承压水分布区，上层潜水水位埋深 < 3m。扇区地下水的排泄主要以泉、沼泽、人工开采等形式，消耗于蒸发和蒸腾。

玛纳斯县以玛纳斯河、塔西河冲洪积扇为主体，其南部低山丘陵区由玛纳斯背斜的北翼构成，北部扇区与山体之间为一条近南东向的断裂所分割，冲洪积地形南、东高，北、西低，具有干旱、半干旱地区山前冲洪积扇的水文地质特征，地下水的形成及运移受地质构造、地形地貌及水文气象等因素的控制。整个冲洪积扇区分布巨厚的第四系松散堆积物，受基底控制，其厚度南、西厚，北、东薄，整个扇区从山丘区-山前冲洪积平原-冲湖积平原-沙漠构成了一个基本完整的地下水补、径、排系统。玛纳斯河、塔西河河水是区域地下水主要的补给来源，两河出山口后散流于冲洪积平原之上，主河道比较宽阔，河水散布面积广。论证区南部的山前倾斜砾质平原，地层岩性为巨厚的砂卵砾石，颗粒粗大，具有良好的储水空间和径流条件，构成富水区和强径流带，形成了由南向北的水平径流。河水在山前倾斜砾质平原渗漏补给，成为区内地下水最主要的补给来源。另外，区内农业耕地广布，渠



系密集，灌溉的垂直渗漏也成为区内地下水补给来源之一。区内降水稀少、气候干燥、地面蒸发强烈，故大气降水对地下水的补给极其微弱。

#### (4) 地下水富水性划分

玛纳斯河冲洪积平原中上游的地下水径流区，广泛分布巨厚的第四系松散岩层，地下水含水层类型主要为潜水含水层，北部有多层结构的承压水含水层。南部山前区为大厚度单一潜水分布区；北部细土平原区，上部为潜水含水层，下部为多元结构的承压水含水层；南部基岩山区主要存在有基岩裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水，赋存于中生代侏罗系和第三系地层中，由于地层多为泥岩和砂质泥岩互层，其含水岩组富水性较弱。

##### ①潜水含水层

潜水含水层主要由卵石层，砾石层组成，结构松散，孔隙发育，透水性好，潜水区现有钻孔深度一般小于 200m。从总体上看，自扇顶向扇缘，由地表到深部，含水层岩性由粗变细，扇中部出现砂及粉细砂层。含水层富水性在岩性、所处地貌部位、水位埋深及补给量等因素的影响下，自南向北呈现弱 - 强 - 弱的变化规律。

在扇顶部和近山前地带：水位埋深在 80~180m 之间，含水层岩性为砾石层，除近河床的两侧外，大面的河间地块因靠近第三系隔水屏障，补给条件相对较差，单位涌水量小于  $600\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数为 19~31m/d，矿化度小于 0.5g/L。

扇的上部（凉州户镇一带）：水位埋深在 50~120m 之间，含水层岩性由卵砾石或砾石层组成，单位涌水量在  $1000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$  之间，渗透系数 48~99m/d，平均单井涌水量  $2280\text{m}^3/\text{d}$ （降深 0.72~2.62m），矿化度小于 1g/L。

扇中部（玛纳斯镇-园艺场-兰州湾一带）：水位埋深 15~60m 之间，含水层岩性主要由卵砾石组成，为本区内最富水的地带，单位涌水量在  $3000\sim 6000\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$  之间，渗透系数 80~135m/d，平均单井涌水量  $5364\text{m}^3/\text{d}$ ，（降深 1.43~3.07m），矿化度小于 1g/L。

在扇的下缘溢出带（兰州湾以北地区）：水位埋深小于 10m，含水层岩性主要由亚砂土组成，为弱含水层段，富水性较贫乏，无开采价值。

在东部的包家店镇一带，水位埋深在 30~180m 之间，由于塔西河冲洪积扇的补给量较小，平均单位涌水量在  $1279.8\text{m}^3/\text{d}\cdot\text{m}$ ，渗透系数为 28~65m/d。

## ②承压水含水层

承压含水层赋存于溢出带及其以北潜水含水层之下。据史料，该区段 100m 深度内分布 2~3 层较稳定的含水层，含水层岩性上部为砾石、砂砾石或砂，单层厚度 15~35m，隔水层岩性一般为亚砂土、亚粘土和粘土，自南而北含水层逐渐变薄，岩性逐渐变细，自西向东含水层岩性由粗变细，富水性逐渐减弱，含水层的富水性随着含水层岩性和厚度的变化，向北部逐渐减弱。单位涌水量由 1000~3000m<sup>3</sup>/d·m，渗透系数在 10~40m/d 之间，逐渐变为小于 1000m<sup>3</sup>/d·m，渗透系数在 2~4m/d 之间。

### (5) 项目区地下水的补给、径流、排泄规律

#### ①地下水的补给条件

本项目中，集输管线位于玛纳斯河冲洪积平原下游区，地下水类型为松散类孔隙水，地下水补给主要来自南部玛纳斯河水的沿途渗透及含水层的径流，同时渠系及田间灌溉对地下水也有一定的补给作用，地下水流向自南向北。该区地下水水位埋深一般在 50m 以上，所以该区地下水除了人工开采外，全部以地下侧向径流的形式向下游排泄。该区含水层为巨厚的第四系松散卵砾石层，目前钻孔揭露深度为 170m，据物探资料显示，其饱水带厚度 400~1150m。由地表到深部，含水层颗粒由粗变细，由单一的卵砾石渐变化砂砾石、砂，含水层富水性也相应地变弱。

天湾区块位于山地，地下水类型为基岩裂隙水，区域水文地质图见图 6.2-1。单位涌水量为 0.1~10m<sup>3</sup>/d·m，地下水极匮乏，且赋存于岩石裂隙内，水量小、不成片，流动性差。根据天湾 1 井实际钻探情况，钻井过程中未钻遇地下水。综上所述，天湾区块所在区域地下水匮乏，为基岩裂隙水，流动性很差。

#### ②地下水的径流条件

地下水的径流条件主要受地形，含水介质及补给条件的控制，集输管线穿越的平原区地形较为平坦，地势南高北低，地下水流向近似南北向。G312 以南为冲洪积扇中上部，含水层岩性颗粒粗大，径流条件良好，水力坡度为 0.4~0.8%；G312 以北地区，随着岩性颗粒由粗变细，含水层由厚变薄，透水性变差，水力坡度相应增大一般在 1~3%，至溢出带附近，水力坡度增至 5~8.6%。而天湾区块地下水匮乏基岩岩性坚硬、透水性差，基岩裂隙水封存在岩石裂隙内，径流条件差，地表

降水难以对天湾区块下水带来补给。

### ③地下水的排泄条件

集输管线穿越的平原区域内地下水排泄主要以蒸发、人工开采、断面的径流流出的形式排泄。地下水由南向北径流，水力坡度 2.5%，含水层岩性为砂砾石、砂组成，颗粒分选性较好，水位埋深南部大，北部相对较浅。天湾区块所在区域地下水匮乏，基岩岩性坚硬、透水性差，基岩裂隙水封存在岩石裂隙内，地下水基本不排泄。

### ④地下水动态

区域地下水动态类型主要以人工型动态为主，表现为每年的 4 月份起水位受开采影响而持续下降，到 8 月中旬，水位下降到最低点，之后，开采量小于地下水补给量，水位持续上升。近年来，随着引水工程的不断完善，调查区地下水位持续下降。地下水动态类型主要为人工型。受河水的丰水期枯水期的影响，河谷两侧表现的水文型动态径流滞后，使调查区部分叠加了径流型动态，但主要受人为因素的影响，表现为人工型地下水动态类型。

图 6.2-1 区域水文地质图

### ⑤地下水化学特征

区域地下水化学特征主要受其补给源河水的影响。河水水化学类型为  $\text{HCO}_3^- \text{Ca}$  型和  $\text{HCO}_3^- \cdot \text{SO}_4^- \text{Ca} \cdot \text{Mg}$  型，矿化度小于  $0.2\text{g/L}$ ；而评价区位于冲洪积扇中部，是地下水的强烈交替区，水化学类型以  $\text{HCO}_3^- \cdot \text{SO}_4^- \text{Ca} \cdot \text{Na}$  和  $\text{HCO}_3^- \cdot \text{SO}_4^- \text{Ca} \cdot \text{Mg}$  型为主，矿化度小于  $0.8\text{g/L}$ 。

#### (4) 正常工况下对地下水环境影响分析

采出水、井下作业废水集中收集后由罐车拉运至 81#联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排；一期露点控制站生活污水集中收集于化粪池中定期清运至玛纳斯县生活污水处理厂处理，二期露点控制站停用，无生活污水产生。正常工况下项目无废水外排，运营期不会对地下水产生不利影响。

#### (5) 事故状态下对地下水的影响

非正常工况下，本项目凝析油储罐和单井采气管线破损泄漏导致油品外泄、污水罐破裂导致含油污水外泄以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。

但由于天湾区块所在区域地下水类型为基岩裂隙水，地下水极匮乏，流动性较差，水量极小。类比采气一厂同类站场，由于运营期环境管理措施落实到位，加之天然气露点控制站为撬装式，凝析油储罐为地面式设计，污水罐置于混凝土池内，架设扶梯与地面连通，日常可下池巡视，上述设备发生泄漏事故可及时发现。根据采气一厂实际运营管理经验，截止目前尚未发生过因凝析油泄漏而导致污染地下水的事故。天湾区块所在区域属于草原生态系统，浅层土壤内植物根系广布，土壤在消除土体裂隙和根孔影响的试验条件下，石油类下渗下移的深度不会超过  $30\text{cm}$ ，泄漏的凝析油进入地下水的可能性也很小，通过定期对设备进行检修，可将事故发生的概率将至最低。因此，即使在非正常工况下，本项目泄露的石油类物质也难以对地下水造成污染影响。

### 6.2.3 运营期地表水环境影响分析

正常工况下，项目运营期废水依托处理，不与玛纳斯河发生水力联系；管线穿越玛纳斯河管段埋深在玛纳斯河 30 年 1 遇洪水冲刷线以下  $1.5\text{m}$ ，管材质量合格，

焊接点稳固，并采用现浇混凝土连续覆盖稳管，输送物料很难发生泄漏，不会对地表水的造成影响。

#### 6.2.4 运营期声环境影响分析

噪声源主要为采气井场及天然气露点控制站中的各类机泵，站四周设栅栏，机泵设隔声间并采取基础减振等措施，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则一声环境》（HJ2.4-2021）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源  $r$  处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置  $r_0$  处的 A 声级；

$r$ —预测点距声源距离，m；

$r_0$ —参考位置距离声源距离，m。

设第  $i$  个室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Ain,i}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{in,i}$ ；第  $j$  个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为  $L_{Aout,j}$ ，在 T 时间内该声源工作时间为  $t_{out,j}$ ，则预测点的总等效声级按照下列公式进行计算：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left( \frac{1}{T} \left[ \sum_{i=1}^N t_{in,i} 10^{0.1L_{Ain,i}} + \sum_{j=1}^M t_{out,j} 10^{0.1L_{Aout,j}} \right] \right)$$

式中：

T——计算等效声级的时间；

N——为室外声源个数；

M——为等效室外声源个数。

预测点的预测等效声级 ( $L_{eq}$ ) 计算公式：

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： $L_{eqg}$ ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

$L_{eqb}$ ——预测点的背景值，dB(A)。

#### (2) 噪声源源强及分布

天然气露点控制站内机泵噪声源强在 85~105dB (A) 之间, 设备选用低噪设备, 设置隔声间, 并采取基础减振等措施, 衰减量按 25dB (A) 计, 其运行噪声不高于 70dB (A)。项目工程主要噪声源强见表 6.2-6 及图 6.2-2。

表 6.2-6 项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源	数量	降噪后噪声级[dB (A)]
机泵	4	70

图 6.2-2 露点控制站噪声源分布示意图

### (3) 预测结果

根据以上公式, 预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 6.2-7。等声级线图见图 6.2-3。

表 6.2-7 厂界噪声贡献值预测结果 [单位: dB (A)]

预测点编号	预测点位置	贡献值	评价标准	评价结果
露点控制站	东厂界	48	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	44		
	西厂界	40		
	北厂界	44		

图 6.2-3 露点控制站噪声预测等声级线图

由预测结果可知：露点控制站厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

#### 6.2.5 运营期固体废物环境影响分析

井下作业时要求带罐作业，井口采用敷设防渗膜防止产生落地油，井口排出物全部进罐，做到凝析油 100%回收；露点控制站生活垃圾定期清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场；井口产生的油泥砂、集输管线的清管废渣、区块日常检修产生的废防渗材料、废机油与事故状态下产生的落地油同属于《国家危险废物名录》（2021 年版）HW08 废矿物油与含矿物油类危险废物，产生后送至玛河气田处理站暂存，最终交由有资质的单位负责接收、转运和处置。露点控制站产生的废脱汞剂属于 HW29 类危险废物，由厂家负责更换和委托资质单位处置。综上所述，本项目产生的各项固废均得以妥善处置，不会对项目区环境造成不利影响。



### 6.2.6 运营期土壤环境影响分析

正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的油品会对土壤环境产生一定的影响，泄漏的油品覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。类比采气一厂同类站场，由于运营期环境管理措施落实到位，加之凝析油储罐为地上式设计，发生泄漏事故可及时发现，同类场站验收及例行监测数据土壤环境质量均未出现超标现象。根据环境风险分析结论，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

### 6.2.7 运营期生态环境影响分析

运营期不新增占地，临时占地正在进行自然恢复。施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。气田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识，特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

## 6.3 退役期影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

二期工程投产后，露点控制站即停用，站内设施基本上为橇装设备，拆除后可重复使用。站区拆除后应及时清理地表硬化设施，释放永久占地。

井区退役期的清理工作包括管线设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在此过程中，将会产生少量扬尘、部分废弃管线和废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

退役期各采气井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染，退役期对地下水环境没有不良影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，站场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

## 6.4 环境风险分析

### 6.4.1 评价依据

本项目涉及的风险物质为凝析油和天然气。风险单元为单井采气管线、天然气露点控制站、集输管线（按两个阀池之间管段最大在线量计），计算三个风险单元危险物质与临界量的比值（Q值），计算结果详见表 6.4-1。

表 6.4-1 本项目各风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质在线量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q 值	风险潜势等级
单井采气管线	凝析油	67	2500	0.027	I
	天然气	0.06	10	0.006	
露点控制站	凝析油	266	2500	0.106	
外输管道	天然气	0.77	10	0.077	
/	合计	/	/	0.216	

根据上表计算结果可知，本项目的  $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

### 6.4.2 环境敏感目标

简单分析不设评价范围，无环境敏感目标。

### 6.4.3 环境风险识别

#### （1）物质危险性识别

本项目涉及的风险物质主要为凝析油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见表 6.4-2。

表 6.4-2 凝析油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

序号	名称	组分	毒性	燃烧爆炸特性参数	危险级别
1	凝析油	由各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物	本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状	热值：41870kJ/kg 火焰温度：1100℃ 沸点：300~325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1~6.4% (V) 自然燃点 380~530℃	属于高闪点液体
2	天然气	多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷等	天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5~14% (V) 自然燃点 482~632℃	属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007

## (2) 生产设施危险性识别

### ①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，导致井筒内物质进入地层，从而发生窜层污染事故。井喷主要是在井下作业中发生的事故。本项目中，在井下作业过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，天然气、凝析油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

### ②管线危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油品和天然气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品、天然气等易燃物质遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

集输管线沿途穿越工程众多，除管线自身老化或运行操作不当等因素外，还有可能受其他工程施工等因素导致管线泄漏，从而发生火灾、爆炸等事故。

### ③储罐危险性识别

储罐设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为储罐发生破裂造成的

油品泄漏，事故发生时会有大量的油品溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油品遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

#### ④罐车泄漏

因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，凝析油拉运过程有泄漏事故发生的风险。事故发生时罐车内凝析油溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的凝析油如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

#### ⑤深根植物对管线的影响

集输管线埋深 1.8m，草本根系较浅，不会对管线造成不利影响。但乔木、灌木、藤类、芦苇、或者其他根系植物，其根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层，导致管线腐蚀穿孔，发生油气泄漏事故。

### (3) 风险类型识别

根据工程分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程可能发生的风险事故如下表所示。

表 6.4-3 本项目可能发生的风险事故类型一览表

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
采气阶段	井喷	试油气过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故
集输管线	天然气管线泄漏	单井采气管线和集输干线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致天然气泄漏事故	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故
天然气处理站	天然气泄漏	天然气管线穿孔、破裂，导致天然气泄漏	遇火源发生火灾爆炸事故
	凝析油储罐泄漏	罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误、仪表电器失灵、电线短路、静电、雷击等	凝析油及蒸汽遇明火，造成火灾、爆炸事故

#### (4) 危险物质向环境转移的可能途径和影响方式

运营期管线、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

## 6.4.4 环境风险分析

### (1) 对土壤的影响分析

集输管线一期输送介质为天然气（干气），不含凝析油，发生泄漏事故对土壤影响不大。二期露点控制站即停用，集气管线和单井管线中均含有凝析油，此时发生管线泄漏时常伴有凝析油泄漏，相当于向土壤中直接注入油品，油品渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能，进而影响野生植被和集输管线两侧植物的生长，并可影响局部的生态环境。根据类比调查结果可知，油品泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

### （2）对植被的影响

集输管线及集气管线中的天然气泄漏对植被影响不大，凝析油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油品直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油品中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

### （3）对地下水环境的影响

集输管线及集气管线中的天然气泄漏对地下水无影响，凝析油泄漏则可能造成油品下渗，进而导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时发现、及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳战林文）中结论：土壤尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~

20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

#### (4) 对大气环境的影响分析

集输管线及集气管线发生泄漏事故后，大量的天然气进入环境空气，可能造成局部地区浓度过高，极易造成小范围的缺氧，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速，严重时可窒息死亡。天然气及凝析油若遇明火，可发生火灾、爆炸，其伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。项目区地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

## 7 环境保护措施论证分析

### 7.1 施工期环境保护措施

#### 7.1.1 施工期大气环境保护措施

(1) 使用高质量柴油机、柴油发电机和符合国家标准的柴油，并定期对设备进行保养维护。

(2) 合理规划运输道路线路，尽量利用现有的公路网，施工车辆严格按照规定线路行驶，严禁乱碾乱压。

(3) 材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布，逸散性材料运输采用苫布遮盖，运输车辆在施工区域应尽量低速行驶，严禁超载。

(4) 优化施工组织，道路和管线分段施工，缩短施工时间。

(5) 严格控制施工作业面积，施工区域定期洒水抑尘，避免在大风天气作业。

(6) 施工结束后尽快对施工场地进行整理和平整。

#### 7.1.2 施工期水环境保护措施

(1) 管道试压采用清水试压，管道试压废水产生量较小，主要污染物为 SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。

(2) 施工期加强管理，严禁向地表水体倾倒废弃物，严禁在河道中清洗设备。

(3) 穿越玛纳斯河施工时保护措施

①编制穿越河道施工方案，并报送当地水利部门，取得施工许可，并落实施工时间，优选在枯水期施工，避开灌溉期。

②穿越河道施工设备场地、施工材料堆场设置在河堤岸外侧，严禁在河道设置临时堆场。

③管沟分层开挖、分层堆放，妥善保存表土，施工结束后用做回填土，尽量不改变河道地质结构。

④施工时建设围堰、导流渠，导流渠底部要低于入口河流水面，沿渠道水流方

向应有一定坡度，宽度根据施工时河流水量确定。围堰可采用土袋围堰方式，迎水面加设一层人工防渗层，高度要高出施工期可能出现的最高水位 0.5m~0.7m；堰内面积满足施工要求，堰体要求防水严密，减少渗漏。

⑤开挖深度应确保管线埋深在 30 年 1 遇洪水冲刷线以下 1.5m，要根据河渠情况严格按一定的剖面遇深度挖掘管沟，保证管沟平直。稳管采用现浇混凝土连续覆盖稳管。

⑥管道施工完毕经检验合格后马上回填，回填土分层夯实，河岸处做护坡，河底面应砌干砌片石，两岸护坡设浆砌块石护岸。施工完成后清理河道，严禁遗留施工废弃物，并拆除围堰，恢复河流通水，平整导流渠，恢复地貌。

### 7.1.3 施工期噪声污染防治措施

(1) 在设备选型上要求采用低噪声的设备，施工设备要经常检查维修，对噪声较大的设备采取基础减振措施。

(2) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

### 7.1.4 施工期固体废物防治措施

(1) 建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。

(2) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

(3) 施工结束后，站场废物全部进行清理，对可回收物优先回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

### 7.1.5 施工期土壤环境保护措施

(1) 应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

(2) 施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

(3) 施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染



物进入土壤环境造成污染。

(4) 合理规划施工作业带宽度，减少占地面积。管沟开挖时应分层开挖、分层堆放、分层回填，表土要妥善保存，避免对土壤肥力造成影响。

#### 7.1.6 施工期生态环境保护措施

##### (1) 井区建设工程施工期生态保护措施

①设计选线选址过程中，尽量避开植被密集的区域，避免破坏野生植物，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②对井区内的临时占地和永久占地合理规划，严格控制临时占地面积。严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③施工结束后，对单井井场、露点控制站等永久占地进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

##### (2) 集输管线施工期生态保护措施

###### ①集输管线设计与环境管理保护措施

※设计选线过程中，已尽量取直，最大限度减少管线长度，减少占地。

※施工时严格按照即定方案施工，严格限定作业带宽度，不得超过 14m，再满足施工的前提下，还应尽可能的减少作业带宽度。严禁毁坏占地范围外的自然植被。

※加强施工期管理，对施工人员宣讲施工期相关保护措施，施工期严禁随意堆放和掩埋废弃污染物，施工期应派专人监管。

###### ②河道水生生物保护措施

※采用围堰导流方式施工，不会造成河流断流，有效保护下游河流生态系统。

※严格按照施工方案和时序施工，合理规划施工作业带，尽量减少对河道的占用；合理安排施工时序，严格按照施工节点进行施工，尽量缩短工期，减少占用河道的时间。

※建议分段施工，边开挖、边恢复河道，管沟开挖的土石方分层堆放，回填时用原土回填，尽量不改变河床地质结构，使河床底部尽快恢复，即使恢复底栖生物生境。

### (3) 施工管理

①施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，不随意踩踏砍伐野生植被，不得毁坏占地范围外的野生植被，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

②确保各环保设施正常运行，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的植被；避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

③加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生动植物的观念，严禁捕杀任何野生动物；遇到受伤、受困的野生动物及野生动物的幼崽和繁殖场所，应立即采取保护措施，并上报相关主管部门。

④加强施工期环境监理，监理对象为站场建设和管线等工程的施工、施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及施工过程中的环境管理等内容。

### (4) 恢复措施

施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便二期野生植被的自然恢复。建设单位作为责任主体，应按照《中华人民共和国土地管理法》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国土地管理法〉办法》相关规定，依法办理占地手续，足额缴纳草地及耕地补偿费。

## 7.1.7 水土流失防治措施

(1) 严格控制各项工程作业面积，尽量选取平坦地带，植被稀疏区域建立场站。

(2) 井场道路用砾石铺垫，减少扬尘；对站场占地范围内进行夯实，永久占地的地表层铺压砾石层，减少扬尘，定期洒水抑尘。

(3) 严格控制和管理运输车辆的运行范围，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

(4) 管沟开挖土方全部回填，避免弃方产生。管沟回填应分层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

(5) 穿越河道施工时，应在河底面砌干砌片石，两岸护坡设浆砌块石护岸。

(6) 工程主管部门积极主动，加强水土保持管理，对工作人员进行培训和教

育，自觉保持水土，保护植被，不随意乱采乱挖沿线植被。

(7) 建设单位自行或委托第三方编制水土保持方案，报相关部门审批；根据相关技术规范进行水土保持监测，将监测情况定期上报当地水行政主管部门。

## 7.2 运营期环境保护措施

### 7.2.1 运营期大气环境保护措施

(1) 定期对集输管线进行巡检，以便及时发现问题，防止凝析油、伴生气泄漏进入环境中污染大气、土壤、地下水等。

(2) 井口采出物采用密闭集输工艺，选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生。

(3) 加强生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好采气井的压力监测，并准备应急措施。

(4) 应加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复。

(5) 非正常工况天然气全部进入火炬系统燃烧放空，严禁直接排放，加强运营期管理及设备检修力度，尽量减少非正常工况发生频率。

(6) 凝析油储罐采用卧式压力罐，装车采用底部装载方式，并采取气相平衡措施。

(7) 储罐周围设置防火堤，储罐在运行过程中罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙。储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。

### 7.2.2 运营期废水污染防治措施

#### (1) 废水处置措施

井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集后送至 81#联合站采出水处理系统处理，处理达标后回注油藏，不外排，接收协议见附件 4。露点控制站设 1 座 60m<sup>3</sup> 埋地式污水处理罐，本项目采出水产生量约 2970m<sup>3</sup>/a，平均每天约 9m<sup>3</sup>。露点控制站距 81#联合站直线距离约 154km，去往 81#联合站有县道、国道和高速等多

条道路，交通便利。

### (2) 井区地下水保护措施

运营期井场仅设采气树，采取以下地下水保护措施：

①定期对井场的设备、阀门进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

②采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对外输管道进行检查，一旦发现异常，及时维修，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

③定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生井漏事故，避免发生窜层污染等事故。

### (3) 露点控制站地下水保护措施

根据项目区水文地质实际情况及特点，提出如下地下水污染防治措施：

①源头控制建设单位要大力推行清洁生产，站内管道、设备、污水贮存构筑物要严格施工质量，加强巡检力度，防止跑冒滴漏现象的发生，并注意在生产过程中对废水收集系统的保护，定时对管道接口检查、维修。

②凝析油储罐罐区设置围堰，对于机、泵基础周边设置废液收集设施，确保泄漏物料可得到有效收集。

### ③防渗分区

根据站内可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，将站内划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

简单防渗区：指没有物料或污染物泄漏，指不会对地下水环境造成污染的区域。主要指生产管理区，如值班室、门卫室和中控室等。

一般防渗区：指地面以上的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要为凝析油装车区和火炬系统等装置区。

重点防渗区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要包括天然气处理装置、凝析油储

罐区、地理式污水罐区等区域。

#### ④防渗要求

重点防渗区的单元或设施的防渗性能需满足等效黏土防渗层  $MB \geq 6.0\text{m}$ ,  $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ ; 一般防渗区的防渗层防渗性能需满足等效黏土防渗层  $MB \geq 1.5\text{m}$ ,  $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 。设备、地下管道或建构筑物防渗的设计使用年限分别不低于相应设备、地下管道或建、构筑物的设计使用年限, 防渗层由单一或多种防渗材料组成, 地下水污染设防的单元或设施的地面坡向排水口或排水沟, 当污染物有腐蚀性时, 防渗材料具有耐腐蚀性能或采取防腐处理。

本项目各生产单元分区及防渗要求见表 7.2-1、图 7.2-1。

表 7.2-1 各生产单元分区防渗要求一览表

防渗分区	生产单元	主要设施	防渗性能
简单防渗区	办公生活区	值班室、门卫室、中控室等	一般地面硬化
一般防渗区	乙二醇装置区、凝析油装车区和火炬系统	乙二醇再生区、烃装车区和火炬系统等装置区	等效黏土防渗层 $MB \geq 1.5\text{m}$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$
重点防渗区	天然气处理单元、凝析油储罐区	天然气处理装置、凝析油储罐	等效黏土防渗层 $MB \geq 6.0\text{m}$ , $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$
	污水罐区	地理式污水罐	

图 7.2-1 露点控制站分区防渗图

### 7.2.3 运营期噪声污染防治措施

- (1) 合理布局各生产设备，设备选型尽可能选择低噪声设备。
- (2) 定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。
- (3) 加强噪声防范，做好个人防护工作。

经以上措施，天然气露点控制站及各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类声功能区环境噪声限值要求。

### 7.2.4 运营期固体废物污染防治措施

- (1) 运营期生活垃圾清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场，废机油拉运至 81#联合站处理。
- (2) 危险废物暂存依托玛河气田处理站内危废暂存设施，该站于 2018 年实施

了危废暂存库，用于暂存玛河气田作业区产生的危险废物，并定期交由有资质的单位负责接收、转运和处置。

(3) 落实污染防治责任制度，建立危险废物管理台账，落实危废转移联单制度。落实危废产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染防治责任制度，危废暂存周期不得超过1年。

(4) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“带罐上岗”的作业模式，防止产生落地油。

(5) 加强巡检，加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告，尽量杜绝管线、阀门“跑、冒、滴、漏”及人为破坏现象。

以上措施符合固体废物处置“减量化、资源化、无害化”原则，不会对周围环境产生不利影响。

#### 7.2.5 运营期土壤环境保护措施

(1) 罐车严格按照拉运路线行驶，不得因乱碾乱破坏土壤结构。

(2) 井下作业按照“带罐上岗”的作业模式，加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

#### 7.2.6 运营期生态环境保护措施

(1) 定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(2) 定时巡查站场设备设施等，及时清理落地油，降低土壤污染。

(3) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁砍伐植被。

(4) 提高驾驶人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。

(5) 严禁捕杀任何野生动物，在井区和站场设置宣传牌，通过宣传和严格的

检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

## 7.3 退役期环境保护措施

### 7.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

### 7.3.2 退役期水环境保护措施

闭井期的清管废水由罐车拉运至 81#联合站，经站内采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生井漏事故。

### 7.3.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

### 7.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至当地建筑垃圾填埋场，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采气的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

### 7.3.5 退役期生态环境保护措施



随着气井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入退役期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砾石铺垫应进行清理，然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

### 7.3.6 生态恢复治理方案

#### (1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井回填技术指南》（试行）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

- ①禁止在依法划定的饮用水水源保护区内进行开采。
- ②采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。
- ③坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

#### (2) 井场及站场生态恢复治理

本次部署的 3 口井均为直井，封井需拆除井口装置，截去地下 1m 内管头；拆除天然气处理站各项生产设施，清除地面硬化、砾石铺垫，释放永久占地。最后进

行场地清理，清除各种固体废物，并对占地进行平整，避免影响植被自然恢复。

### (3) 管线生态恢复

井场集输管线及集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出物，管线两端使用盲板封堵。

### (4) 植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，应对井场和站场的临时占地内的土地进行平整，做到“工完、料净、场地清”。经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

工程施工结束后应采用能适应项目区自然条件的种类进行恢复，如蒿类、猪毛菜属、驼绒藜等原生草本植物进行植被恢复。集输管线作业完成后，及时清理施工迹地。各项清退工作完成后，应向生态环境主管部门提出验收申请，按规定完成退役工程的验收。

## 7.4 环境风险防范措施及应急要求

### 7.4.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

(4) 井场设置明显的禁止烟火标志，在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

(5) 在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(6) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(7) 井下作业时要求带罐操作，原油 100%回收，而泄漏物料和落地原油应及时回收、处置。

#### 7.4.2 集输及集输管线泄漏风险防范措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

#### 7.4.3 凝析油储罐泄漏事故风险防范措施

(1) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

(2) 选用质量合格的储罐、阀门及连接件，定期对各站场易损及老化部件进行更换，防止凝析油储罐泄漏事故的发生。

(3) 凝析油储罐罐区设置围堰，罐区按照重点防渗区要求建设防渗设施，即使发生泄漏事故也能将事故影响降低到最小。

#### 7.4.4 火灾爆炸事故风险防范措施

(1) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设

施的完好，杜绝火灾的发生。

(2) 采气井场、站场设置明显的禁止烟火标志。

(3) 在井场、露点控制站设置可燃气体报警装置用于紧急情况发生时保护人员及设备安全。可燃气体检测报警仪的设置符合《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2009)的要求。在单井管线和天然气集输管线设置压力、流量等检测系统，及时了解危险物质的状态信息，避免重大事故的发生。

(4) 凝析油拉运时应明确罐车运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

(5) 对操作、维修人员进行培训，持证上岗。制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

#### 7.4.5 环境风险应急处置要求

(1) 应错处置要求

发生事故时，如井喷、管线泄漏、储罐泄漏等事故时，上层能收集的原油回收送 81#联合站原油处理系统处理，无法收集的原油和受浸染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》(2021 年版)HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置；对于固井质量不合格的生产井，应及时采取有效措施进行修井，以减少井漏对区域地下水的污染。若发生不可控风险事故，应立即启动应急预案，由应急领导小组对事故进行处理。

(2) 应急预案

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司采气一厂管理，项目建成后采气一厂应对现有应急预案进行修编，将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。

## 7.5 环境风险简单分析一览表

本项目环境风险简单分析内容详见表 7.5-1。

表 7.5-1 环境风险简单分析一览表

建设项目名称	天湾区块地面工程建设项目
建设地点	新建露点控制站位于玛纳斯县中心城区南部约 31km 处，清北 1 井西距玛纳斯河约 12km，输气管线终点位于石河子市中心城区西南偏南方向约 10.5km
地理坐标	东经：**，北纬**
主要危险物质及分布	主要危险物质为天然气和凝析油，主要分布在单井采气管线、天然气处理站和集输管线等单元
环境影响途径及危害后果	管线、储罐发生破损造成油品和天然气泄漏，污染土壤和大气，泄漏原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境；事故发生概率较低，发生事故时及时采取相应的应急措施，不会对周围环境产生明显影响
环境风险防范措施要求	井下作业时要求带罐操作，井场设置明显的禁止烟火标志；在井架上、井场路口等处设置风向标；严禁在管线两侧各 5m 范围内修筑工程；采气一厂应对现有应急预案进行修编，将本项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司采气一厂应急预案

## 7.6 环保投资分析

项目总投资 39500 万元，环保投资约 928 万元，占总投资的 2.35%。本项目环保投资估算见表 7.6-1。

表 7.6-1 环境保护投资估算一览表

阶段	环境要素	项目名称	环保措施	工程量	投资(万元)
施工期	生态环境	临时占地	对占地造成的生态破坏进行经济补偿，足额缴纳草地和耕地补偿费，完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	/	430
		水土保持	编制水土保持方案，并报送水利部门审批，落实各项水土保持措施	/	10
	废气	站场、管线等施工产生的施工扬尘	运输车辆应加盖篷布，临时土方覆盖，防尘布（或网），逸散性材料运输采用苫布遮盖	/	5
		施工机械尾气	使用达标油品，加强设备维护	/	5
	废水	生活污水	生活污水清运至玛纳斯县生活污水处理厂		2
固体废物	建筑垃圾	送至当地建筑垃圾填埋场	/	5	
	生活垃圾	送至玛纳斯县生活垃圾填埋场	/	3	
运营	废气	无组织挥发烃类	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门	/	10
		凝析油储罐	采用压力罐	6 座	290

期	废水	采出水、井下作业废水	集中收集后送至 81#联合站采出水处理系统处理	1 座埋地式排污罐	60
	噪声	井场噪声	采用低噪声设备，高噪声设备采用基础减振、设置隔声间等措施	/	15
退役期	固体废物	站场及管线拆除的建筑垃圾	截去地下 1m 内管头；井口封堵，建筑垃圾清运至当地建筑垃圾填埋场	项目各井场及相关地面设施	45
	生态恢复	临时占地和永久占地	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来井场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	/	38
环境管理		环境监理	严格监督各项环保措施落实情况，确保各项污染防治措施有效实施	/	10
合计					928

## 7.7 依托可行性分析

### 7.7.1 依托设施环保手续履行情况

本项目含油废水包括井下作业废水和采出水，依托 81#联合处理站采出水系统进行处理；生活污水依托玛纳斯县生活污水处理厂；生活垃圾处理依托玛纳斯县生活垃圾填埋场，依托设施的环保手续履行情况见表 7.7-1。

表 7.7-1 项目依托工程环保手续履行情况一览表

工程名称	环评批复机关、文号	验收批复机关、文号及时间
采油二厂 81#联合站污水处理系统改造工程	原克拉玛依市环保局 克环保函（2012）225 号	原克拉玛依市环保局 克环保函（2015）569 号
钻、修井泥浆及岩屑无害化处理与利用及免烧砖生产项目	克拉玛依市生态环境局 克环函（2021）31 号	正在组织验收
克拉玛依金鑫油田环保工程有限公司 8 万吨/年热脱附法处理含油岩屑（污泥）项目	自治区生态环境厅 新环函（2016）1268 号	2019 年 11 月完成自主验收
新疆油田公司采气一厂玛河气田环境影响后评价	新疆生产建设兵团生态环境局 兵环函（2022）69 号	/
采气一厂克拉美丽、玛河气田液相产品存储装置扩建工程（玛河气田处理站）	新疆兵团第八师生态环境局 八师环审（2022）78 号	正在建设

### 7.7.2 含油废水处理依托可行性分析

81#联合处理站采出水系统于 2012 年实施了改造（批复文号：克环保函（2012）225 号），并于 2015 年完成了竣工环保验收（验收意见文号：克环保函（2015）569 号）。目前，站内污水设计处理规模为 17000m<sup>3</sup>/d，采出水处理采用重

力沉降+混凝沉降+压力过滤处理工艺，原油处理站 5000m<sup>3</sup> 沉降罐排出的含油污水进入 2 座 2000m<sup>3</sup> 重力除油罐进行重力沉降，初步除去污水中的乳化油；出水进入 2 座 1000m<sup>3</sup> 反应缓冲罐，经反应提升泵打入 3 座 500m<sup>3</sup> 反应罐内，同时在反应提升泵进水总线上投加水质净化剂，在反应罐内中心反应筒上腔投加离子调整剂、中腔投加净化凝聚剂，药剂在罐内中心反应筒混合反应后，进入外环沉降区进行沉降分离，破乳后的污油与凝聚后的固体微粒与水分离，通过排污管线排出。经反应罐处理净化后的出水靠重力，进入 2 座 2000m<sup>3</sup> 斜板沉降罐进行二次沉降。沉降后的水经 1 座 2000m<sup>3</sup> 过滤缓冲罐然后进入 2 座 2000m<sup>3</sup> 净化水罐，出水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中相关要求，净化水经外输泵提升后，输至 701、702、703、801、802 各注水泵站。

目前站内富余处理能力为 7122m<sup>3</sup>/d，本项目含油废水产生量为 2970m<sup>3</sup>/a，新增污水处理量仅为 9m<sup>3</sup>/d，81#联合处理站采出水富余处理能力可满足项目需求。注水系统下辖 5 个注水站，担负着采油二厂大部分的注水任务，本项目水量较小，注水系统可以消纳，依托可行。

### 7.7.3 生活污水依托可行性分析

玛纳斯县城污水处理厂（现运营单位为玛纳斯县禹源排水有限责任公司）位于玛纳斯县城东北 13km 广东地乡小海字村，该污水厂于 2015 年在原有污水厂的基础上进行了改扩建二期工程，将 10000m<sup>3</sup>/d 处理能力扩大到 20000m<sup>3</sup>/d，新建改良型 A<sup>2</sup>/O 处理工艺设施；2018 年进行了提标改造，对污水进行了深度处理，增加了曝气生物滤池+石英砂过滤工艺，污水处理能力仍为 20000m<sup>3</sup>/d。

本项目产生的生活污水的量较少，相对于污水处理厂的处理能力所占比例很小，且污水厂现状实际处理量约 7168m<sup>3</sup>/d，仍有较大富余量。因此，可满足本项目需求，依托可行。露点控制站值班人员生活污水产生量较小，仅 42m<sup>3</sup>/a，玛纳斯县城污水处理厂完全可接纳，依托可行。

### 7.7.4 生活垃圾处理依托可行性分析

玛纳斯县城生活垃圾处理厂位于玛纳斯县西北，距离县城中心距离约 4.5km。垃

垃圾填埋场一期库容 20.4 万  $m^3$ ，二期库容 30.2 万  $m^3$ ，总库容为 50.6 万  $m^3$ ，二期设计生活垃圾处理规模 130t/d，设计年限 11 年。填埋场采用采用好氧卫生填埋工艺，主要建设内容包括垃圾收运系统、填埋场建设工程（坝体工程、防渗工程、渗滤液、沼气导排收集系统、绿化及防飞散网设施、终场工程和填埋场道路工程）等。

本项目产生的生活垃圾相对于垃圾填埋场的库容所占比例很小，且玛纳斯生活垃圾填埋场尚在服役年限内，因此可满足本项目需求，依托可行。

#### 7.7.5 危险废物依托可行性分析

本项目归属采气一厂管辖，除废脱汞剂由厂家负责收集和委托资质单位处置外，废机油、油泥砂、落地油、废防渗材料和清管废渣等危险废物均依托玛河气田处理站暂存设施暂存，最终由采气一厂统一委托资质单位处置。

2022 年采气一厂与克拉玛依顺通环保科技有限责任公司、克拉玛依沃森环保科技有限公司均签订了危废处置协议（见**错误!未找到引用源。**）协议有效期至 2022 年 12 月，2023 年的处置协议正在组织签订。

此外，克拉玛依市附近多家具有相应处理资质及处理能力的危废处理单位，采气一厂可根据需求及各危废处置单位接纳能力选择满足本项目及各项依托设施的危险废物处理需要。

#### 7.7.6 玛河气田处理站依托可行性分析

本项目二期工程实施后，区块天然气处理将全部依托玛河气田处理站。

玛河气田处理站位于玛河气田北部，卧龙山出口附近，于 2007 年 6 月开始建设，2007 年 11 月投入运行，占地面积  $30 \times 10^4 m^2$ ，2017 年开展了深冷提效工程，2022 年 7 月玛河气田整体开展了后评价，目前站内正在实施液相产品储存扩建工程。站内建有 1 套  $250 \times 10^4 Nm^3/d$  的深冷凝液回收装置，1 套  $150 \times 10^4 Nm^3/d$  的浅冷处理装置（作为深冷装置的调峰备用装置），整体处理规模达  $550 \times 10^4 Nm^3/d$ 。主要产品为天然气和液相产品（乙烷、液化石油气、稳定轻烃和凝析油），天然气管输进克-乌输气管线，液相产品进罐区暂存，采用槽车运输进行外售。

目前玛河气田处理站天然气实际处理量约  $309 \times 10^4 Nm^3/d$ ，尚有较大余量，本项目二期工程预计在 2026 年实施，天然气产量预计约  $144 \times 10^4 Nm^3/d$ ，玛河处理站目



前处理能力可以满足项目处理需求。此外，玛河气田处理站采取滚动开发原则，处理能力将根据预测产量有计划的扩建，或实际生产情况采取轮井、关井等生产调度措施，项目依托可行。

## 8 环境管理与监测计划

### 8.1 环境管理机构

#### 8.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

采气一厂的环保工作由新疆油田公司安全环保处领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设等工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该井区开发建设期的环境管理工作。本项目进入生产运行期后，井区主要管理工作均依托采气一厂完成，采气一厂负责本项目生产运行期的环境管理工作，设一名专（兼）职环保工程技术人员负责本项目建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

#### 8.1.2 环境管理体制

新疆油田分公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《新疆油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

### 8.2 生产区环境管理

#### 8.2.1 日常环境管理

##### (1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的井下作业废水送至81#联合站采出水处理系统，处理达标后回注油藏。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油气田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强天然气露点控制站油气集输、处理过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

### （2）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

### （3）落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

## 8.2.2 环境污染事故的预防与管理

### （1）对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

### （2）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生

后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

### (3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别不利影响因素，从而将项目运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

## 8.2.3 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：工艺流程分析、污染生态危害和影响分析、泄漏事故危害和风险影响分析、建立预防危害的防范措施、制定环境保护措施以及建立准许作业手册和应急预案。

## 8.2.4 环境监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境主管部门审批本项目的环境影响报告书，昌吉州生态环境局和玛纳斯县分局监督所辖行政区内该工程的环保竣工验收制度执行情况、排污许可证核发以及日常环境管理。

## 8.2.5 施工期环境管理

建设单位在本项目施工期应加强对施工单位环境保护工作的监督与管理，施工单位应遵守相关环境保护法律法规，并严格落实本报告以及环评批复中提出的施工期环境保护要求；建立环境保护档案，对施工期采取的环境保护工作进行记录，保留施工前后施工区域的影像资料，便于建设单位进行监督检查。施工期相关的施工期环境保护行动计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，规定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，将施工期对生态环境影响降到最低。严禁施工人员踩踏植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管线产生的土方，全部回填，对于拟永久使用的道路及各站场等，建设完成后，应因地制宜的进行硬化或地表恢复	工程承包商	施工期	昌吉回族自治州生态环境局及玛纳斯县分局	纳入工程费用
2	水环境	管线试压废水用于施工洒水抑尘；施工期生活污水拉运至玛纳斯县生活污水处理厂；穿越河流选在枯水期流量较小时施工				
3	土壤环境	按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，施工产生的建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染				
4	声环境	在管线和站场等地面工程施工过程中，选用效率高、噪声低的设备，并注意设备的正确使用和经常性维护，保持较低噪声水平。运输车辆限速、尽量减少鸣笛				
5	大气环境	逸散性材料运输、装卸和堆放过程中采取加盖苫布等抑尘措施，严禁散落和尘土飞扬。施工期各机械设备应使用高品质的柴油，加强设备的维护，减少大气污染物的排放量				
6	水土流失	合理安排时间，挖、填方尽量避免大风天气，堆放土方时，尽量减小土方坡度。表土剥离后单独存放，管沟开挖、填方作业时应尽量做到互补平衡，避免土方堆积。严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道。施工二期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工二期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等，防止水土流失				
7	固体废物	建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场				

### 8.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施井区运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。
- (3) 加强环保管理人员的培训、教育，学习先进的环保管理理念，提高管理人员的技术水平与业务能力，定期对运营期环境保护工作进行总结和分析，根据环保水平的发展进步持续改进、强化运营期的环境保护与管理要求。
- (4) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果；参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况

处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻生产开发对环境的影响，本项目在运营期管理的主要内容见表 8.2-2。

表 8.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌慢慢得以自然恢复。培训巡检人员相关环境保护知识，更好的保护沿线植被	中国石油新疆油田分公司	运营期	自治区生态环境厅、昌吉回族自治州生态环境局及玛纳斯县分局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对天然气露点控制站的厂界噪声进行定期监测				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。加强废气处理设施检修，落实运营期废气监测计划				
4	水环境	加强污水罐检修，落实井下作业废水、采出水收集和处理过程中的环保措施				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养				纳入运营期管理费用
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划				
7	风险防范措施	依托采气一厂应急管理体系，对重大隐患和重大事故能够快速做出反应并及时处理				
8	固体废物处置	危险废物委托具备相应危废处理资质的单位进行接收、转运和无害化处理				

### 8.2.7 退役期环境管理

本项目在退役期的主要内容见表 8.2-3。

表 8.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，恢复地貌	中国石油新疆油田分公司	退役期	昌吉回族自治州生态环境局及玛纳斯县分局	纳入退役期闭井管理费用
2	声环境	退役期间加强施工设备维护保养，合理安排施工时间				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气造成影响				
4	水环境	管线拆除排出的废液，由罐车拉运至 81# 联合站，不排入周围环境，避免对周围环境造成的影响				
5	固体废物处置	固体废弃物分类收集，及时清运				

## 8.2.8 事故风险的预防与管理

### (1) 对风险事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效的措施，防止事故的发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、经济等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监管措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

### (2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本项目特点、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级汇报事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有的通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

### (3) 制定事故应急预案培训

强化专业人员培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。在日常生活中要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

## 8.3 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 8.3-1、表 8.3-2。

表 8.3-1 本项目无组织废气污染物排放清单

类别	污染源	污染物	产生量 (t/a)	治理措施	处理效率 (%)	污染物排 放情况	执行标准	面源排放参数			排放时间 (h/a)
						排放量 (t/a)	厂界浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	长 (m)	宽 (m)	排放高度 (m)	
无组 织废 气	井场	非甲烷 总烃	0.122	选用质量可靠的阀门、阀门等连接件，运营期 加强检修	/	0.122	4	55	45	5	7920
	露点控 制站		0.0.321		/	0.321	4	169	127	5	7920

表 8.3-2 本项目噪声及固废等污染物排放清单

类别		环保措施	运行参数	污染物种类	排放标准	排放浓度	总量指标
噪声	设备噪声	选用低噪声设备+加防振垫+基础减振等	85~105dB (A)	噪声	昼 60dB (A) 夜 50dB (A)	/	/
废水	采出水、井下 作业废液	集中收集后由罐车拉运至 81#联合站处 理系统处理，达标后回注油藏	2970m <sup>3</sup> /a	石油类	/	/	0
	生活污水	拉运至玛纳斯县生活污水处理厂	42m <sup>3</sup> /a	COD、BOD <sub>5</sub> 、SS	/	/	0
固体 废物	清管废渣	集中收集后交由具有相应危险废物处置 资质的单位负责接收、转运和处置	0.05t/a	石油类	/	/	/
	油泥砂		0.6t/a	石油类	/	/	/
	废机油		3t/a	石油类	/	/	/
	废防渗材料		1t/a	石油类	/	/	/
	废脱汞剂	由厂家负责更换和委托资质单位处置	3t/a	石油类	/	/	/
	生活垃圾	拉运至玛纳斯县生活垃圾填埋场	1.3t/a	/	/	/	/



## 8.4 企业环境信息公开

采气一厂应参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第24号）等规定，并结合地方生态环境主管部门要求，依法披露企业环境信息。企业应公开以下内容：

- （1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评级等方面的信息；
- （3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （4）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （5）生态环境违法信息；
- （6）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （7）法律法规规定的其他环境信息。

## 8.5 环境监测与监管

### 8.5.1 施工期开展环境工程现场监理建议

为减轻建设项目对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实施工程环境监理。

由于建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石油新疆油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关相关要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业阶段进行环境监理工作。

#### （1）环境监理人员要求

- ①环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境保护相关法律、法规、

标准和政策，了解当地生态环境行政主管部门的环保要求。

- ②必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- ③具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

- ①监督施工现场对“环境管理方案”的落实。
- ②协助 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。
- ③协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律、法规和政策。
- ④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	各站场建设现场	1) 井位、站场选址布设是否满足环评要求； 2) 各站场施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3) 施工作业是否超越了限定范围，施工结束后，施工现场是否进行了及时清理； 4) 站场硬化是否达到要求； 5) 废水、废气、固体废物、噪声等污染是否达标排放和妥善处理	环评中环保措施落实到位
2	管线敷设现场	1) 管线选线是否满足环评要求； 2) 施工作业是否超越了施工宽度； 3) 挖土方放置是否符合要求，管沟开挖是否做到挖填平衡。土方是否进行了及时回填，管沟开挖过程中是否采取的有效可行的扬尘污染防治措施； 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被	
3	道路建设现场	1) 道路是否满足环评要求； 2) 施工作业是否超越了限定范围； 3) 临时堆放的土石方是否采取了防尘措施； 4) 施工人员是否安操作规程及相关规定作业	
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 施工季节是否合适； 3) 有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为	

### 8.5.2 运营期环境保护监测计划

本项目运营期间需对生产过程生产的“三废”进行严格管理，根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022) 相关规定，定期对污染源和环境质量进行监测，

减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.5-2。

表 8.5-2 运营期环境监测计划

监测类型	监测对象	监测频率	监测点	监测因子	执行标准	监测时间	监测单位
污染源	废气	1次/季度	天然气露点控制站厂界	NMHC	GB39728—2020	竣工验收后开始	委托监测或建设单位自行监测
	噪声	昼间、夜间；1次/季度	天然气露点控制站厂界四周	等效连续A声级	GB12348-2008 2类		
环境质量现状	地下水环境质量跟踪监测计划	1次/年	在天湾区块内、上游及下游建设监测井	石油类	GB/T14848-2017 III类；石油类参照GB3838-2002 III类		
	土壤环境质量跟踪监测计划	1次/年	井口装置区、天然气露点控制站装车及储罐区旁非地面硬化区域	石油烃	GB36600-2018 第二类用地筛选值		

### 8.5.3 环境设施验收建议

#### (1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段，以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

#### (2) 验收内容

按照《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》中有关规定开展验收，工程分两期建设，应分期验收。环保验收建议清单见表 8.5-3、表 8.5-4。

表 8.5-3 “三同时”竣工验收调查建议清单（一期）

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
废气	天然气集输和处理	NMHC	露点控制站	对设备进行定期检修和工艺运行管理	保持正常运行，减少无组织排放	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 4.0mg/m <sup>3</sup>
废水	井下作业废水、采出水	石油类	各井场及露点控制站	采用专用罐车拉运至 81#联合站	处理达标后用于油田生产注水	查阅接收协议
噪声	各类机泵	噪声	露点控制站	隔声、基础减振，采用低噪声设备	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类
固废	油泥砂、	HW08类	井场、	发生事故后及时	交由有资质	签订危险废物处置协议，落

	清管废渣、废防渗材料、落地油		站场、管线	处理和清运落地油及浸染土壤	的单位处置	实危险废物转移联单制度
	废脱汞剂	HW29 类	露点控制站	吸附剂饱和后进行更换	由厂家负责委托资质单位处置	签订更换协议，建立危废台账、落危废转移联单制度
	生活垃圾	/	露点控制站	集中收集后清运至玛纳斯县生活垃圾填埋场	签订接收协议	查阅接收协议
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	井场、场站、管线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；井场、站场、管线周边自然植被恢复情况	
		穿越玛纳斯河	集输管线临时穿越	编制施工方案并报送当地水利部门，取得施工许可	施工方案的编制及报送情况；穿越河道的施工许可；调查河道恢复情况	
环境管理		环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料				

表 8.5-4 “三同时”竣工验收调查建议清单（二期）

治理项目	污染源	污染因子	位置	防治措施	治理要求	验收标准
固废	油泥砂、清管废渣、废防渗材料、落地油	HW08 类	井场、站场、管线	发生事故后及时处理和清运落地油及浸染土壤	交由有资质的单位处置	签订危险废物处置协议，落实危险废物转移联单制度
生态环境	工程占地	植被破坏 土壤压覆 地表扰动 水土流失	井场、场站、管线	严格控制占地范围，对临时占地进行平整恢复	生态保护措施落实情况；井场、站场、管线周边自然植被恢复情况	
环境管理		环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工期是否有环境监理报告或施工环保检查记录，是否保留必要的影像资料				

#### 8.5.4 排污许可管理

本项目属于天然气开采项目，未涉及通用工序，根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）规定，应实行登记管理。项目计划分期建设，一期工程建成后应当在全国排污许可证管理信息平台填报排污登记表，登记基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息。二期工程投产后，应根据实际排污情况及时进行变更。

## 9 环境影响经济损益分析

### 9.1 环境效益分析

项目开发建设对环境造成的损失主要表现在工程占地造成的环境损失和突发事件污染造成的环境损失和其它环境损失。

工程占地主要为站场、井场、管线等工程占地，对生态环境的影响包括破坏原有地表构造，使地表裸露，加剧水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复措施后，对生态环境的影响是可以接受的。

本项目开发建设工程施工期短，施工“三废”和噪声影响较小。在初期的3~5年内，植被破坏后不易恢复。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。项目施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工期的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周边环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏、井壁破裂泄漏事故，将对周围环境造成较严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各种补偿费用来体现。

本项目建成投产后，对该地区的资源开发、经济结构的优化及其它相关产业的带动发展都具有非常重要的意义。

### 9.2 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在气田开发对当地工业和经济的发展以及人民生活水平的提高具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目开发是支持地区经济发展的一项重大举措，对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地的GDP，提高当地税收有着积极的作用。

### 9.3 环境经济损益分析结论

综上所述，在建设过程中，由于井场、地面设施建设、管线敷设等都需要占用

一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。总体而言，天湾区块的开发将提高南缘地区整体油气开发效益，将进一步推进区域清洁能源普及、煤炭的替代，更能带动地区经济的发展和人民生活水平的提高，具有明显的社会效益、环境效益和经济效益。

## 10 结论与建议

### 10.1 建设项目概况

本项目拟在天湾区块部署 3 口采气井，区块整体新建天然气产能  $4.8 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 、凝析油产量  $6.4 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ 。工程计划分期建设，一期仅天湾 1 井投产，新建 1 座采气井场、处理能力为  $4.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  的天然气露点处理站 1 座，处理后的干气经新建 44km 输气管道 T 接至玛河处理站-704 站输气管道，最终进克-乌输气管道，为北疆居民供气。凝析油在站内暂存，定期拉运外售；二期新建天湾 2 井、清北 1 井两座采气井场，停用露点控制站，将一期已建输气管道改为内部集输管线，并对管道进行末端进行改造，将区块 3 口井的天然气直接集输进玛河气田处理站处理。项目总投资 39500 万元，环保投资约 928 万元，占总投资的 2.35%。

### 10.2 环境质量现状结论

#### (1) 环境空气

项目区达标区判定引用《2021 年新疆维吾尔自治区生态环境状况公报》中统计数据及结论，项目区位于“乌-昌-石”区域环境空气质量较差，属于不达标区。项目所在区域基本污染物  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、 $\text{O}_3$  的现状浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求， $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{PM}_{10}$  的现状浓度超标。项目区 NMHC 现状满足《〈大气污染物综合排放标准〉详解》中推荐值  $2.0 \text{mg}/\text{m}^3$  要求。

#### (2) 地下水

各点监测因子可满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类限值，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准值。

#### (3) 声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声功能区标准限值。

#### (4) 土壤

项目区土壤环境各监测因子监测值均可满足《土壤环境质量 建设用地土壤污

染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地范围外各点监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表1筛选值要求。

### 10.3 污染物排放情况结论

#### （1）生态环境

本项目对生态环境的影响主要表现在工程占地，施工活动和工程占地在项目区内范围内呈点、线状分布，对土壤、植物和野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。由于气田开发的大部分区域地表植被稀疏，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。由于本区域的野生动物种类少，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目的建设对生态环境影响较小。

#### （2）大气环境

施工期废气主要为扬尘、施工机械及车辆尾气等，施工期短暂，施工期的废气污染随施工的结束而消失。运营期废气主要为挥发性有机物，产生的废气为持续的长期影响，凝析油贮存采用压力罐，装车采用底部装载并采取气相平衡措施，且露点控制站所处地域空旷，无组织挥发性有机废气可以得到较好扩散，预测结果表明对大气污染物浓度贡献值小，项目实施后不会对周围环境产生明显影响。

#### （3）水环境

施工期废水主要为管道试压废水，管道试压废水产生量较小，主要污染物为SS，管道试压废水应尽可能重复利用，试压结束后，洒水抑尘。运营期废水主要为采出水、井下作业废水，集中收集后，拉运至81#联合站经采出水处理系统处理达标后回注油藏。

非正常工况下，本项目凝析油储罐和单井采气管线破损泄漏导致油品外泄、污水罐破裂导致含油污水外泄以及井下作业时发生井漏事故时，均有可能导致石油类等污染物通过包气带土层渗漏进入地下含水层，对地下水造成污染影响。通过采用质量合格的生产设备，加强管线巡检，及时更换老旧设备，以及确保固井质量合格



等措施进行防范。

#### (4) 噪声

施工期的噪声源主要为施工机械和施工车辆，施工短暂，只对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，施工期噪声仅对施工人员产生影响；运营期噪声主要为站场机泵产生的噪声以及罐车的交通噪声，运营期站场昼夜厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。本项目周边无人居住等声敏感目标，项目开发建设中的噪声对声环境质量影响不大。

#### (5) 固体废物

施工期固体废物主要为建筑垃圾，建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场进行填埋处理。运营期生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场，井口产生的油泥砂、集输管线清管废渣、日常检修及巡检产生的废防渗材料、废机油和事故状态下的落地油集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。综上所述，本项目产生的固体废物均得以妥善处置，不会对区域环境造成不利影响。

#### (6) 土壤环境

施工期按规定的施工范围进行作业，可有效减少土壤扰动，建筑垃圾及时清运，可避免污染物进入土壤环境造成污染。运营期巡检车辆按巡检道路行驶，井下作业采取“带罐上岗”的作业模式，加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成原油进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受浸染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，可降低对土壤环境质量的影响程度。

#### (7) 环境风险

本项目涉及的危险物质为凝析油和天然气，风险潜势为 I，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、油气管线及储罐泄漏事故。油品和天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；项目区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污

染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

## 10.4 环境保护措施

### (1) 施工期

本项目施工过程中将产生一定量的废气、废水、固体废物和噪声，施工期短暂，上述影响随着施工期的结束而消失。

### (2) 运营期

选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；定期对集输管线进行巡检；加强采气井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好井口压力监测，并准备应急措施；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并在 5 日内完成修复；储罐周围设置防火堤，凝析油装在采用密闭装车系统；不应有孔洞和裂隙，储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；加强对 VOCs 处理装置的检修，确保其正常运转，确保废气排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中排放限值要求。

井下作业均带罐作业，产生的井下作业废水处理达标后的净化水回注油藏，不外排；生活污水就近清运至玛纳斯县生活污水处理厂。采用高质量的管线和罐车，防止油水泄漏；修井作业时，要严格加强防污染措施。采用高质量的油气输送管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止油品泄漏；定期对采气井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生井漏等事故。

尽量选用低噪声设备，对噪声强度较大的设备进行减噪处理；定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；加强噪声防范，做好个人防护。

运营期生活垃圾送至玛纳斯县生活垃圾填埋场，废机油、废防渗材料、油泥砂、清管废渣和事故状态下落地油集中收集后交由有相应危废处理资质的单位负责转运、接收、无害化处理。废脱汞剂由厂家负责更换和委托资质单位处置。

## 10.5 公众意见采纳情况

建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》的要求，已进行了三次网上公示，两次报纸公示以及张贴公告一次，公示期间没有收到反馈。

## 10.6 经济损益性分析

本项目在建设过程中，由于地面设施建设等都需要占用一定量的土地，因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

## 10.7 环境管理与监测计划

本次评价根据工程的特点，提出了相关的环境管理要求和监测计划，要求建设单位务必按照环评要求落实各项措施。

## 10.8 总结论

本项目符合国家相关产业政策。运营期废气能实现“达标排放”，工业废水零排放，固体废物实现“无害化”处置；建成后区域环境质量仍可以满足相应功能区要求；开发活动对生态环境的影响较小，不会对区域生态系统的或生物多样性产生较大影响；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的。项目进行了三次网上公示、两次报纸公示，并张贴公告一次，公示期间均未收到公众反馈意见。从环境保护角度论证建设可行。建设单位应在项目完成竣工环保验收并稳定运行 3 至 5 年后开展后评价工作。